



# MÁSTER EN INGENIERÍA DE AUTOMOCIÓN

## ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

### TRABAJO FIN DE MÁSTER

**Evaluación de la utilización de biometano obtenido mediante upgrading a partir de biogás como combustible para autobuses urbanos.**

Autor: D. Josué Cabrera Delgado

Tutor: Dra. Miriam Reyes Serrano

Valladolid, febrero de 2017

**Escuela Ingenierías Industriales**

Depto. Ing<sup>a</sup> Energética y Fluidomecánica

Paseo del Cauce 59

47011 Valladolid  
(España)



**Fundación Cidaut**

Parque Tecnológico de Boecillo, 209

47151 Boecillo (Valladolid)

España





# **Evaluación de la utilización de biometano obtenido mediante upgrading a partir de biogás como combustible para autobuses urbanos.**

## **RESUMEN BREVE**

**Palabras clave:** Biometano, Biogás, Combustibles alternativos, Upgrading, Autobuses Urbanos.

En este trabajo de fin de máster se realiza el análisis de emisiones de CO<sub>2</sub> de una flota piloto de autobuses urbanos, si funcionaran con biometano extraído del centro de tratamientos de residuos de la ciudad de Valladolid y de la estación depuradora de aguas residuales de Valladolid (EDAR).

Para ello se analizan las diferentes técnicas de obtención de biogás, como es la digestión aerobia y anaerobia, los tipos de digestores que existen, así como en una fase posterior las principales técnicas de upgrading. Se analiza luego la tecnología de los motores a gas natural, y la reducción de emisiones utilizando esta tecnología en una flota de autobuses.

Además, también se ha hecho un pequeño estudio económico, donde se analiza la viabilidad de diferentes opciones de distribución.

## **ENGLISH TITLE**

### **SHORT ABSTRACT**

**Keywords:** Biomethane, Biogas, Alternative Fuels, Upgrading, Urban Bus.

This Final Master Work is about an analysis of CO<sub>2</sub> emissions from a pilot urban bus fleet, considering that this fleet works with biomethane (extracted from both residuals treatment center and sewage treatment plant of Valladolid).

To do this, the different techniques for obtaining biogas are analyzed, such as aerobic and anaerobic digestion, the types of digesters that exist, as well as the main upgrading techniques (at a later stage). Then, technology of natural gas engines is analyzed, as well as the reduction of emissions using this technology in a bus fleet.

Also, an economic analysis was made, studying the viability of the different options of distribution are analyzed.



## **Evaluación de la utilización de biometano obtenido mediante upgrading a partir de biogás como combustible para autobuses urbanos.**

### **RESUMEN EJECUTIVO**

Este trabajo de fin de máster se efectúa como finalización del segundo curso académico del máster de ingeniería de Automoción de la universidad de Valladolid, para poder demostrar los conocimientos adquiridos durante la realización del máster.

El objetivo principal de este trabajo se centra en el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> de una flota de autobuses que funcionen con biometano. Para ello se ha considerado necesario exponer cuál es el estado de la técnica del gas natural y su obtención de forma breve. Para luego profundizar más en las diferentes tecnologías de producción de biogás como es la digestión aerobia y anaerobia, sus fases y la tecnología de los biodigestores. Por otro lado, para poder obtener el biometano es necesario pasar el biogás a través de una serie de procesos de mejora, el llamado upgrading, también se ha hecho una revisión del estado del arte de las diferentes técnicas de upgrading (Lavado con agua, absorción química, pressure swing absorption, membranas y criogenia). Una vez se tienen claras las formas de obtención del biometano, es necesario aclarar cómo será su distribución. Para ello se toma como base como se realiza la distribución del gas natural y se busca una alternativa aplicable al caso de la ciudad de Valladolid. También se dedica un apartado al número de metano que es comparable al número de octano de un motor gasolina.

Luego se analizan las tecnologías de los vehículos a gas y su funcionamiento, ya que será la misma tecnología que se emplea en los vehículos que funcionan con biometano, así que se analizan tanto el sistema de almacenamiento como la técnica del motor.

El siguiente apartado se dedica a las fuentes de obtención de este combustible en la ciudad de Valladolid cuyas principales fuentes son la estación depuradora de aguas de Valladolid y el centro de tratamiento de residuos de Valladolid.

Se ha considerado también necesario hablar de la empresa de transporte público de la ciudad y de la flota con la que cuenta actualmente.

Uno de los capítulos más importantes se centra en el cálculo de los consumos de combustibles de las diferentes alternativas, así como su factor de emisiones, y las emisiones finales de CO<sub>2</sub>.

También hay un capítulo donde se analiza económicamente la viabilidad del proyecto para distintas opciones de distribución.

En cuanto a las conclusiones que se obtienen, se demuestra que se produce una importante reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, además también la mayor dificultad a la hora de poder hacer rentable el proyecto viene por la alta inversión inicial en cuanto a instalaciones tanto para la distribución como para el upgrading.

## **Analysis of emissions of CO<sub>2</sub> in a bus fleet that work with biomethane**

### **EXECUTIVE ABSTRACT**

This end-of-master project is carried out as the end of the second academic year of the master's degree in Automotive Engineering at the University of Valladolid, to demonstrate the knowledge acquired during the completion of the master's degree.

The main objective of this work focuses on the calculation of CO<sub>2</sub> emissions from a fleet of buses that work with biomethane. For this purpose, it has been considered necessary to state the state of the art of natural gas and to obtain it briefly. To then go deeper into the different biogas production technologies such as aerobic and anaerobic digestion, their phases and the bio digester technology. On the other hand, in order to obtain biomethane it is necessary to pass the biogas through a series of improvement processes, the so-called upgrading, a review of the state of the art of the different upgrading techniques has also been made (Water washing, absorption chemistry, pressure swing absorption, membranes and cryogenics). Once the ways of obtaining biomethane are clear, it is necessary to clarify how it will be distributed. For this, the distribution of natural gas is taken as a basis and an alternative applicable to the case of the city of Valladolid is sought.

The technologies of gas vehicles and their operation are also analysed, since they will be the same technology used in vehicles that work with biomethane, so the storage system and the engine technique are analysed.

The following section is dedicated to sources of this fuel in the city of Valladolid whose main sources are the Valladolid water treatment plant and the Valladolid waste treatment centre.

It has also been considered necessary to talk about the public transport company of the city and the fleet it currently has.

One of the most important chapters of the work focuses on the calculation of fuel consumption of the different alternatives, as well as their emission factor, and the final CO<sub>2</sub> emissions. The results are analysed, and conclusions drawn up based on this, where the benefits of the use of biomethane in buses are discussed.

Also, there is a chapter, where economical is analyzed for different options of distribution.

Regarding the conclusions obtained, it is shown that there is a significant reduction in CO<sub>2</sub> emissions, in addition also the greatest difficulty in making the project profitable comes from the high initial investment in terms of facilities for distribution and for the upgrading.

## **AGRADECIMIENTOS**

Este trabajo ha sido supervisado por Miriam Reyes serrano, a la que agradezco su ayuda y su interés en este proyecto.

Agradezco también al CTR de Valladolid por su aportación de los datos de composición del biogás que allí se produce y a AUVASA por los datos actualizados sobre la composición de su flota.

Del mismo modo mi mayor agradecimiento va para mis amigos y mi familia en especial a mis padres que siempre me han apoyado en mis proyectos.





## INDICE

1	INTRODUCCIÓN .....	1
1.1	Antecedentes y justificación del TFM.....	1
1.2	Objetivos .....	1
1.3	Alcance y desarrollo del TFM.....	2
2	Revisión de la tecnología. ....	3
2.1	Gas natural, técnicas de obtención y su combustión .....	3
2.1.1	Gas natural .....	3
2.1.2	Técnicas de obtención. ....	3
2.2	Biogás y técnicas de obtención.....	4
2.2.1	Biogás .....	4
2.2.2	Digestión aeróbica .....	5
2.2.3	Digestión anaeróbica .....	6
2.2.3.1	Fases de la digestión anaeróbica.....	6
2.2.3.2	Producción de metano .....	7
2.2.3.3	Tecnologías de digestión anaerobia .....	8
2.3	Eliminación de H <sub>2</sub> S. ....	10
2.3.1	Proceso de oxidación seca. ....	10
2.3.2	Oxidación en fase líquida.....	11
2.4	Biometano y técnicas de upgrading .....	11
2.4.1	Biometano.....	11
2.4.2	Lavado con agua (Water Scrubbing).....	12
2.4.3	Absorción química.....	15
2.4.4	Pressure swing absorption .....	17
2.4.5	Membranas .....	21
2.4.6	Criogenia.....	22
2.5	Costes del upgrading. ....	24
2.6	Número de metano .....	28
2.6.1	¿Qué es el número de metano?.....	28
2.6.2	¿Cómo se determina?.....	28
3	Distribución y suministro .....	33
3.1	Transporte vía licuefacción .....	33
3.2	Transporte de gas natural en gaseoductos.....	34
3.3	GNC y compresión del biometano. ....	34
4	Funcionamiento de un autobús con gas natural.....	39
4.1.1	Esquema de un vehículo a gas natural .....	39

4.1.2	Sistema de almacenamiento y distribución en el vehículo .....	40
4.1.3	Funcionamiento de un motor a gas.....	45
4.1.4	Autobuses que funcionan con gas natural .....	50
5	Autobuses y biogás en Valladolid.....	53
5.1	Autobuses en Valladolid.....	53
5.1.1	Composición de la flota de autobuses .....	53
5.1.2	Ubicación de las instalaciones de AUVASA.....	53
5.2	Posibilidades para la obtención de biogás en Valladolid.....	53
5.2.1	Centro de tratamiento de residuos .....	53
5.2.2	Estación depuradora de aguas residuales de Valladolid.....	54
5.2.3	Biometano disponible .....	55
5.3	Distribución en la ciudad de Valladolid.....	56
6	Consumos y emisiones. ....	61
6.1	Consumos de combustible de los vehículos. ....	61
6.2	Factores de emisión.....	62
6.2.1	Diésel .....	63
6.2.2	GLP .....	63
6.2.3	Gas natural. ....	63
6.2.4	Biometano.....	64
6.2.5	Factores de emisiones por unidad de energía. ....	64
6.3	Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	64
6.4	Reducción de emisiones con una flota.....	65
6.5	Reducción de emisiones a nivel global. ....	66
7	Análisis económico.....	67
8	Conclusiones y principales aportaciones .....	73
8.1	Conclusiones .....	73
8.2	Principales aportaciones del autor del TFM .....	74
8.3	Sugerencias para desarrollos futuros.....	74
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	75

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 *Antecedentes y justificación del TFM*

Este trabajo se plantea en principio, para analizar una alternativa más ecológica para propulsar los autobuses de la ciudad de Valladolid, aunque esto a su vez plantea varias ventajas. El planteamiento del uso del biometano como alternativa a los combustibles que utiliza la flota de autobuses de la ciudad busca como objetivo principal la reducción de emisiones de dióxido de carbono. Aunque como ventaja secundaria presenta una reducción de ruido de los autobuses comparado con los autobuses diésel, a pesar de que se emite CO<sub>2</sub> este viene de fuentes renovables (lodos y materia orgánica) que a su vez ha obtenido el CO<sub>2</sub> de la atmosfera, lo cual no implica un aumento de emisiones globales de efecto invernadero. Con el uso de un combustible que se produce de forma local, se evitan las importaciones y el coste que esto supone para la economía del país ya que la mayoría de los combustibles fósiles que se consumen en España son importados. Aunque el impacto que se pueda producir por una pequeña flota de autobuses en este sentido es imperceptible, puede ser un comienzo para la adopción de esta alternativa en más ciudades.

Si bien la flota actual de la compañía AUVASA cuenta con vehículos de bajas emisiones, todavía hay margen de mejora para poder reducir más las emisiones de CO<sub>2</sub>, además el uso del GLP, como combustible mayoritario si bien reduce emisiones con respecto al diésel no deja de ser un combustible de origen fósil que se extrae de pozos de gas natural y de petróleo. El biometano no solo procede de una fuente renovable como son los lodos del EDAR y los residuos orgánicos del centro de tratamientos de residuos de Valladolid, sino que además si se ampliara el uso de este combustible y estos centros no pudieran abastecer las necesidades de este combustible, se podría extraer de purinas de la industria ganadera de la región.

## 1.2 *Objetivos*

Los principales objetivos del proyecto son:

- Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>
- Darle salida al biogás que se produce en Valladolid (producido en el CTR y en el EDAR)
- Análisis de la viabilidad del proyecto.

Para cumplir con estos objetivos principales es necesario tener en cuenta:

- Estudiar y comprender las formas de obtención del biogás
- Analizar y comprender las técnicas de upgrading para la obtención de biometano
- Comprender el funcionamiento de un vehículo propulsado con gas natural (equivalente en técnica para el biometano)
- Observación de la producción de biogás en Valladolid
- Estudio de las formas de distribución del gas
- Analizar la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, con una flota de autobuses a biometano en Valladolid.
- Realización de un análisis económico de la viabilidad de diferentes opciones para la distribución y obtención del biometano.

### **1.3 Alcance y desarrollo del TFM**

En el primer capítulo de este trabajo se describe el alcance de este trabajo y unos objetivos generales del mismo.

En el segundo capítulo se hace una revisión del estado del arte: gas natural y obtención, biogás y sus formas de obtención, eliminación del sulfuro de hidrógeno del biogás, biometano y técnicas de upgrading y una breve referencia al número de metano y sus técnicas de medición.

En el tercer capítulo se habla de la distribución del gas natural a través de la licuefacción, del transporte en gaseoductos y como es la compresión del mismo.

En el siguiente capítulo se analizan los autobuses con gas natural, el funcionamiento de su motor y el almacenamiento a bordo del combustible.

El quinto capítulo hace una descripción de la flota de autobuses de Valladolid y la ubicación de las instalaciones de la empresa propietaria de la flota, además se hablan de las fuentes de biogás en Valladolid, y se proponen unas alternativas de distribución del biogás en Valladolid.

En el sexto capítulo se calcula el consumo de un autobús, se analizan los factores de emisión de distintos combustibles, se calculan las emisiones de autobuses funcionando con distintos combustibles y se analiza la reducción de emisiones con las alternativas propuestas, además se plantean los costes del equipamiento para desarrollar una de las alternativas.

En el séptimo capítulo se realizan un análisis económico de la viabilidad de este proyecto y por último en el capítulo 8 se realizan las conclusiones y principales aportaciones del autor.

## 2 Revisión de la tecnología.

### 2.1 Gas natural, técnicas de obtención y su combustión

#### 2.1.1 Gas natural

El gas natural es una mezcla de diferentes hidrocarburos ligeros. El principal componente es el metano. Cuya proporción varía entre el 70 y el 90 %. Una de las principales propiedades de este hidrocarburo es su alto punto de inflamabilidad, y su contenido en carbono, menores emisiones residuales de hidrocarburos. Otros compuestos que aparecen en el gas natural son el etano, propano, butano, pentano y otras pequeñas proporciones de otros gases. En la Tabla 1 aparece su composición típica.

Tabla 1 Composición típica del gas natural adaptada de [1]

Nombre del compuesto	Fórmula química	Porcentaje
Metano	CH <sub>4</sub>	70-90%
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0-20%
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	0-8%
Oxígeno	O <sub>2</sub>	0-0,2%
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0-5%
Sulfuro de hidrógeno	H <sub>2</sub> S	0-5%
Otros gases nobles	Ar, He, Ne, Xe	Trazas

El gas natural también puede distinguirse según el número de componentes pesados que contiene, así puede ser de mezcla rica (índice de Wobbe alto), cuando contiene una cantidad alta de otros hidrocarburos distintos del metano, y de mezcla pobre (índice de Wobbe bajo) si la mezcla contiene pocos hidrocarburos diferentes del metano.

El gas natural es un excelente combustible, funciona en motores de ciclo Otto al igual que los motores de gasolina, la combustión del gas natural es fácilmente regulable, tiene un gran poder calorífico y comparativamente con el diesel y la gasolina tiene menos emisiones contaminantes.

El gas natural ocupa mas volumen que los combustibles líquidos tradicionales (gasolina y diesel), para poder usarse en transporte es necesario que se licue o se comprima. Así que tradicionalmente se encuentra en dos formas: Gas natural comprimido (GNC) que se comprime a presiones alrededor de 200-220 bar y se almacena en tanques, o gas natural licuado que es almacenado a temperaturas criogénicas de aproximadamente -162°C y presión de 1 bar.[1]

#### 2.1.2 Técnicas de obtención.

El gas natural se encuentra en el medio natural en "bolsas de gas", estas bolsas suelen situarse bajo tierra o en océanos. Las bolsas pueden aparecer en la zona superior de los depósitos de petróleo crudo, el llamado gas natural asociado o en yacimientos exclusivos de gas natural. Cuando las bolsas de gas natural aparecen de forma individual sin estar asociadas a ningún depósito de petróleo crudo (gas natural

no asociado) se diferencia entre gas húmedo si contiene hidrocarburos líquidos en suspensión, y gas seco cuando no contiene estos hidrocarburos líquidos.

En la Figura 1, se muestra un esquema del ciclo de vida del gas natural desde su exploración a su uso final.

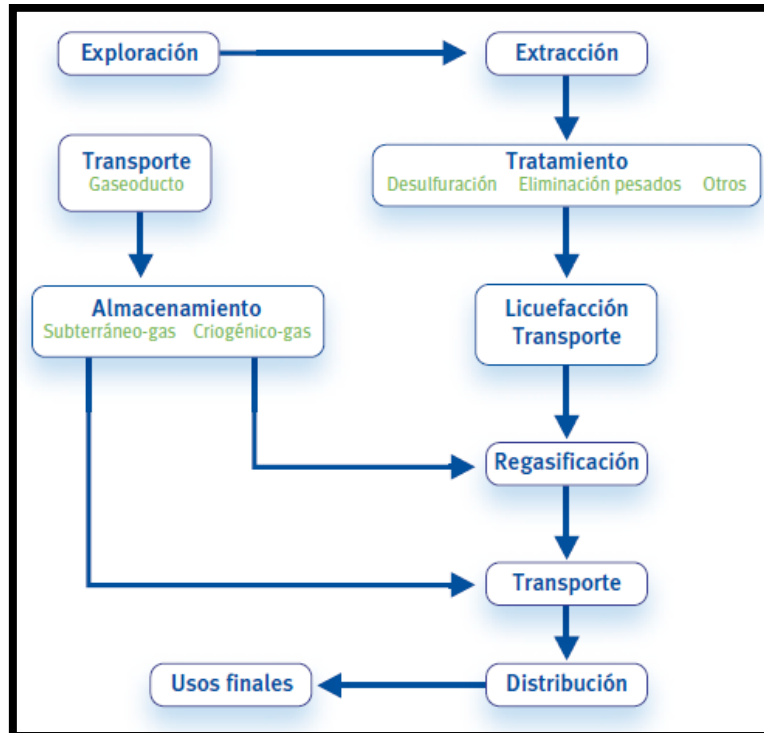


Figura 1. Esquema de las etapas desde exploración-uso gas natural [1]

## 2.2 Biogás y técnicas de obtención

### 2.2.1 Biogás

El biogás es un gas combustible compuesto mayoritariamente por metano ( $\text{CH}_4$ ) y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), este se obtiene durante la digestión anaeróbica de la biomasa, a través de una serie de reacciones bioquímicas o a través de la digestión aeróbica mediante bacterias [Manual de biogás, 2011].

La materia prima usada para la obtención del biogás puede ser muy variada: residuos agrícolas, ganaderos (purines, estiércol...), residuos sólidos urbanos (fracción orgánica) y aguas residuales (lodos EDAR). La composición del biogás es muy variable siendo altamente dependiente del sustrato y de la tecnología que se use para su obtención, aunque a modo ilustrativo suelen rondar los valores que se observan en la Figura 2. [2]

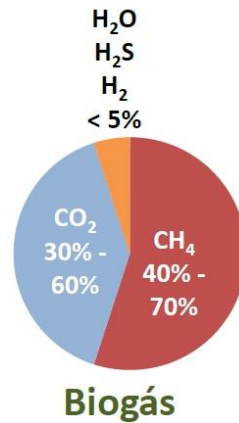


Figura 2. Composición típica del biogás [2]

También a modo ilustrativo se muestran las siguientes características:

- Poder calorífico: 19 – 23 MJ/Nm<sup>3</sup>
- 1 Nm<sup>3</sup> biogás = 0,7 l gasolina (aprox.)
- 1 Nm<sup>3</sup> biogás = 0,5 Nm<sup>3</sup> gas natural (aprox.) [2]

Tabla 2. Poder calorífico de distintos biogases.

	PCS(MJ/Nm <sup>3</sup> )	PCS(Kcal/Nm <sup>3</sup> )
Biogases en general	21,77	5.200
Biogás pobre	15,51	3.705
Biogás de vertedero	20	4.775
Biogás de depuradora	26	6.327

Tabla 3. Composición de distintos tipos de biogás [3]

Components	Household waste	Wastewater treatment plants sludge	Agricultural wastes	Waste of agrifood industry
CH4 % vol	50-60	60-75	60-75	68
CO2 % vol	38-34	33-19	33-19	26
N2 % vol	5-0	1-0	1-0	-
O2 % vol	1-0	< 0,5	< 0,5	-
H2O % vol	6 (à 40 ° C)	6 (à 40 ° C)	6 (à 40 ° C)	6 (à 40 ° C)
Total % vol	100	100	100	100
H2S mg/m <sup>3</sup>	100 - 900	1000 - 4000	3000 - 10 000	400
NH3 mg/m <sup>3</sup>	-	-	50 - 100	-
Aromatic mg/m <sup>3</sup>	0 - 200	-	-	-
Organochlorinated or organofluorated mg/m <sup>3</sup>	100-800	-	-	

## 2.2.2 Digestión aeróbica

Este método se basa en una serie de procesos realizados por diferentes grupos de microorganismos, mayoritariamente bacterias y protozoos que si están en presencia de oxígeno actúan sobre la materia orgánica disuelta, transformando esta materia en productos finales inocuos y materia celular.

En este proceso los lodos deben someterse a una aireación prolongada en un tanque separado y descubierto, lo que involucra una oxidación directa de la materia orgánica biodegradable y auto oxidación de la materia celular.

Las principales ventajas de esta técnica son la facilidad de operación del sistema, bajo capital de inversión comparada con la digestión anaeróbica y no genera olores molestos, reducción de la cantidad de coliformes fecales, lo que implica también, la reducción de organismos patógenos, y produce un sobrenadante clarificado con una baja DBO (Demanda biológica de oxígeno), con pocos sólidos y poco fósforo.

Las desventajas son el alto coste de operación debido a un consumo elevado de energía, la falta de parámetros y criterios claros para el diseño además los lodos digeridos presentan una alta dificultad para ser separados mediante centrifugación y filtración al vacío. [4]

### **2.2.3 Digestión anaeróbica**

Este método consiste en un proceso biológico complejo, en el que parte de los materiales orgánicos de un sustrato se convierten en biogás, por un conjunto de bacterias que son sensibles o pueden ser totalmente inhibidas por el oxígeno o sus precursores. [4]

#### **2.2.3.1 Fases de la digestión anaeróbica**

La digestión anaerobia se caracteriza por la existencia de varias fases consecutivas diferenciadas, en la digestión anaerobia intervienen 5 grandes poblaciones de microorganismos, estos grupos de microorganismos se componen por seres que tienen diferentes velocidades de crecimiento y sensibilidad a cada compuesto intermedio como inhibidor, esto se materializa en que cada etapa tiene diferentes velocidades de reacción según la composición del sustrato. Para que se desarrolle de forma estable el proceso global se necesita de un equilibrio que evite que se acumulen compuestos intermedio inhibidores o la acumulación de ácidos grasos volátiles (AGV), ya que si se acumulan estas sustancias se produce una bajada del pH, se requiere también equilibrio de CO<sub>2</sub> para mantener estable el pH. Para hacer posible algunas reacciones se necesita una asociación sintrófica entre bacterias acetogénicas y metanogénicas, de este modo se crean agregados de bacterias de estas diferentes poblaciones. [5]

La velocidad del proceso depende de la etapa más lenta, esta depende a su vez de la composición de cada residuo. En sustratos solubles la fase limitante suele ser la metanogénesis, para aumentar la velocidad del proceso se adoptan diseños que permitan una elevada concentración de microorganismos acetogénicos y metanogénicos en el reactor. Con esto reduce el tiempo del proceso al orden de días para residuos en los que la materia orgánica este en forma de partículas, la fase limitante es la hidrólisis, este proceso depende de la superficie de las partículas. Normalmente esto limita el tiempo de proceso a dos o tres semanas, para reducir estos tiempos se busca reducir el tamaño de las partículas y ayudar a la solubilización (maceración, ultrasonidos, tratamiento térmico, alta presión, o combinación de altas presiones y temperaturas).[5]



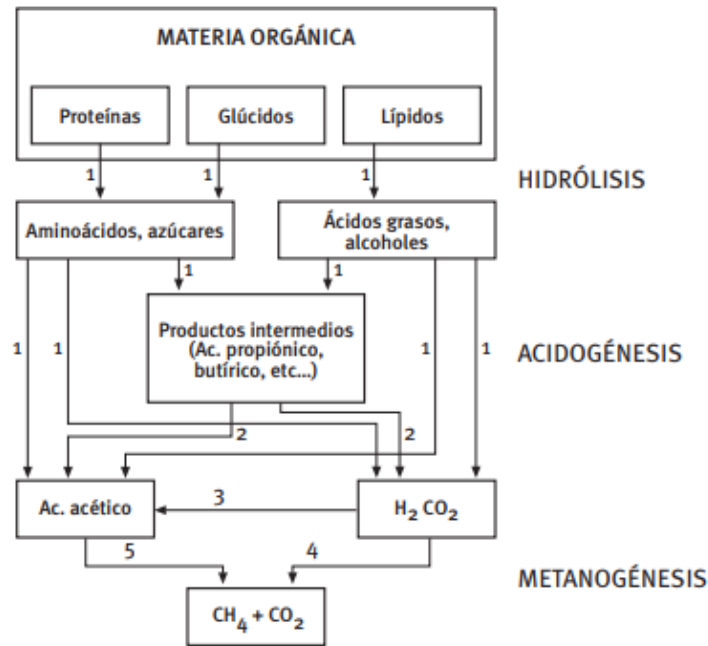


Figura 3. Fases de la fermentación anaerobia y poblaciones de microorganismos: 1) Bacterias hidrolíticas-acidogénicas; 2) Bacterias acetogénicas; 3) Bacterias homoacetogénicas; 4) Bacterias metanogénicas hidrogenófilas; 5) Bacterias metanogénicas acetoclásticas [5]

### 2.2.3.2 Producción de metano

En un sistema anaerobio, la DQO (Demanda Química de Oxígeno) la suma de las DQO de entrada debe ser igual a la suma de las DQO de salida:

$$DQO_{\text{influyente}} = DQO_{\text{efluente}} + DQO_{\text{biogás}} \text{ Ec. 1}$$

Teniendo en cuenta un gas únicamente compuesto por metano y dióxido de carbono, sabiendo que el dióxido de carbono tiene DQO nula, la DQO eliminada en el residuo se corresponde con la DQO que se obtiene en forma de metano, lo que se traduce como 2,857 kg DQO por m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>. Si se tiene en cuenta en cuenta la energía calorífica del metano, estos valores corresponderían aproximadamente a 3,5 kWh/kg DQO eliminada, lo cual es una ventaja en términos energéticos frente a un sistema aerobio en el que el consumo de energía para transferir oxígeno es de 1 kWh/kg de oxígeno consumido.

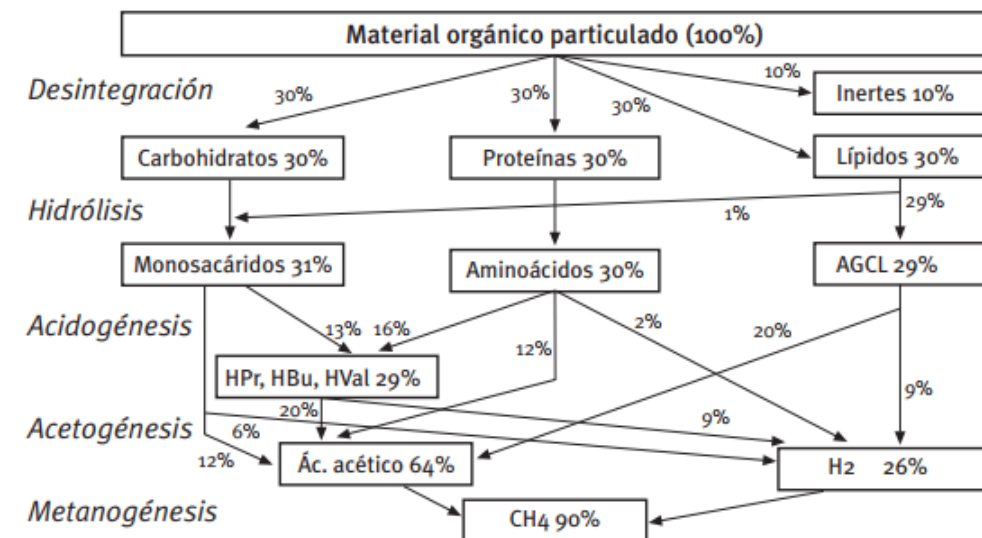


Figura 4 Flujo de DQO (Demanda Química de Oxígeno) en el proceso de digestión anaerobia de materia orgánica particulada, formada por un 10% de materiales inertes y un 90% de hidratos de carbono, proteínas y lípidos, a partes iguales. El ácido propiónico (HPr, 10%), ácido butírico (HBU, 12%) y ácido valérico (HVAL, 7%) se han agrupado para simplificar el esquema. AGCL: ácidos grasos de cadena larga. [5]

### 2.2.3.3 Tecnologías de digestión anaerobia

- **Reactor de mezcla completa sin recirculación**

En este reactor se mantiene una distribución uniforme de concentraciones, para ello se utiliza un sistema de agitación que puede ser mecánica (agitador de hélice o palas) o neumática (recirculación de biogás a presión). Estos tipos de reactores son los más utilizados para residuos. El tiempo de retención en estos reactores es alto ya que la concentración de una especie cualquiera, que está en el reactor en el régimen estacionario es la misma que la que se pretende tener en el efluente. Como la velocidad de reacción es baja se requiere un tiempo de reacción mayor. [5]

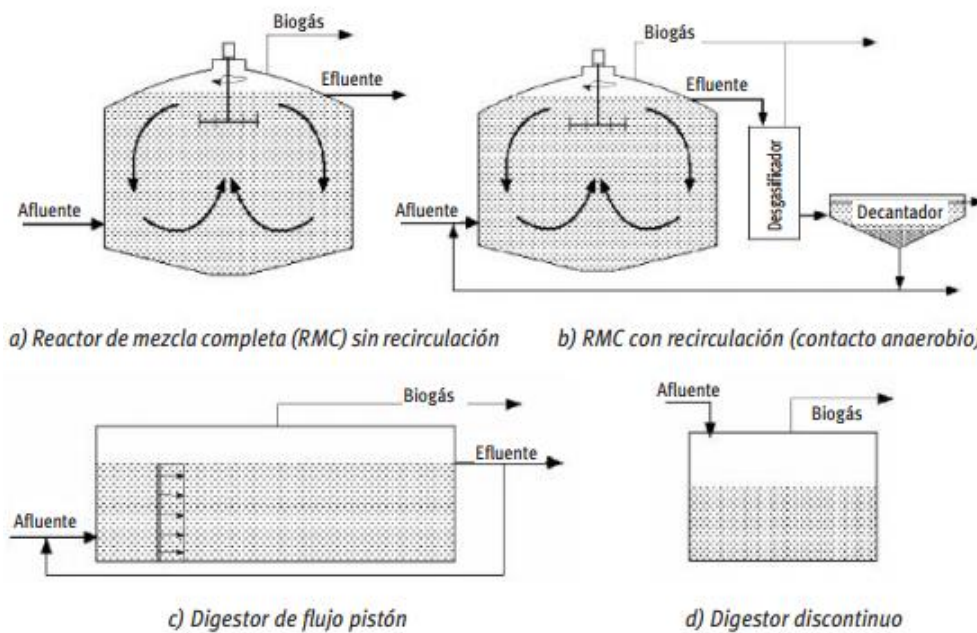


Figura 5. Esquema de reactores sin retención interior de biomasa. [5]

- **Reactor de mezcla completa con recirculación**

Se ha comprobado que regulando la recirculación es posible conseguir tiempos de retención hidráulica más bajos que en un reactor simple de mezcla completa. Esto lo hace posible el aumentar el tiempo de retención del microorganismo, gracias a su confinamiento en el sistema mediante la separación en el decantador y la recirculación. Este sistema únicamente se puede aplicar a aguas residuales de alta carga orgánica (aguas residuales de azucareras, cerveceras, etc), para que sea posible la separación de fases líquido-sólido, la fracción sólida está compuesta mayoritariamente por flóculos biológicos. Para que se produzca la decantación es necesario disponer antes del decantador de un sistema de desgasificación. [5]

- **Reactor con retención de biomasa, sin recirculación**

Cuando se retienen bacterias en el interior del reactor, se evita la configuración del reactor de mezcla completa, así se consigue reducir el tiempo de retención por debajo del reactor RMC. Para retener la biomasa existen básicamente dos métodos:

- Inmovilizarlo sobre un soporte (filtros anaerobios y lechos fluidizados)
- Agregación o floculación de biomasa y su retención por gravedad (reactores de lecho de lodos)

Los reactores de pistón (Figura 5) no se encuadran en este apartado, pero tienen una tasa de crecimiento de microorganismos más elevada a la entrada del reactor, aquí la concentración del sustrato también es más elevada, esto hace que la concentración media en el reactor sea superior a la correspondiente en mezcla completa, en cualquier caso, superior a la salida, esto hace que el tiempo de retención sea menor.

La aplicación de este reactor a múltiples residuos orgánicos, como la fracción orgánica de residuos municipales (configuración vertical y flujo ascendente), residuos de porcino y bovino, presenta la dificultad de la falta de homogenización en la sección transversal a la dirección del flujo, en las configuraciones horizontales, esto se soluciona habitualmente con un sistema de agitación transversa (reintroducir el biogás a presión en la base del digestor cuando el reactor sea horizontal). [5]

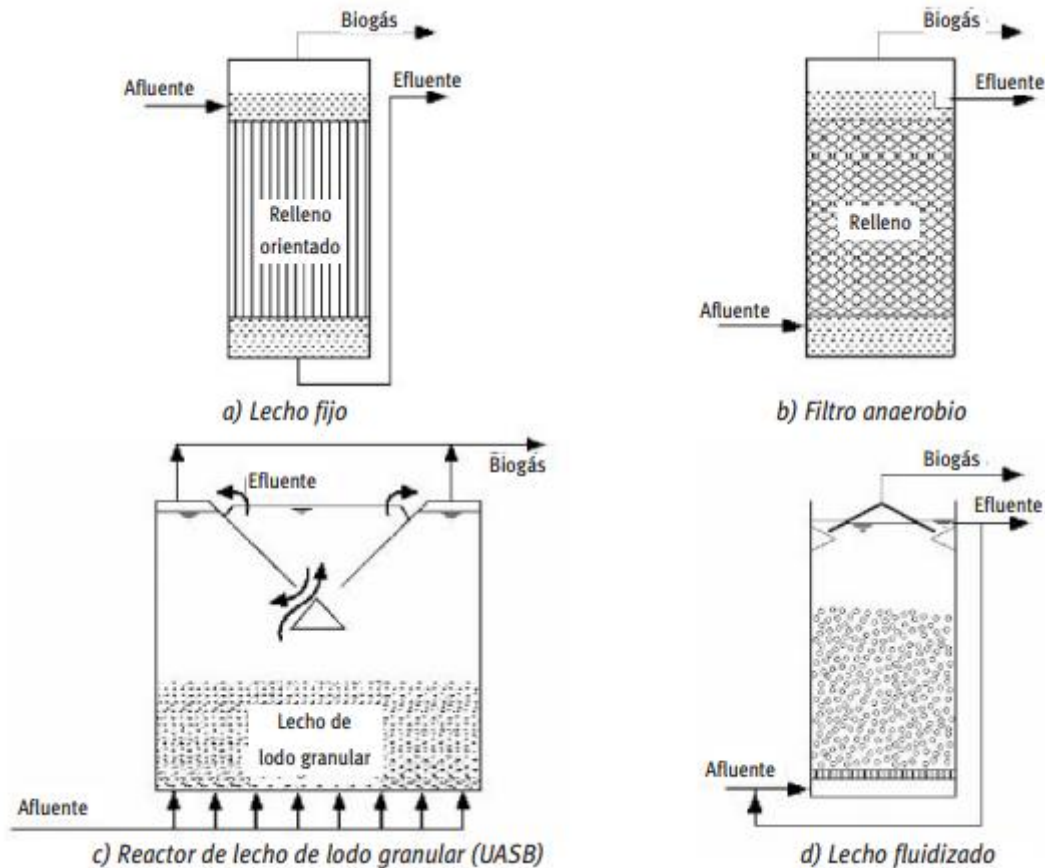


Figura 6. Esquema de reactores con retención interior de biomasa. [5]

- Lecho fijo y filtro anaerobio. En el filtro anaerobio, las bacterias anaerobias están fijadas a la superficie de un soporte inerte, columna de relleno, o atrapadas en los intersticios del filtro, con flujo vertical. El soporte suele estar constituido por un material cerámico o plástico. Si la distribución es irregular, las bacterias están atrapadas principalmente en los intersticios, si es regular y orientado verticalmente, la actividad se produce de forma mayoritaria por las bacterias fijadas, recibiendo el nombre de lecho fijo. En el caso de que se utilice un soporte orientado verticalmente con flujo ascendente y un sustrato lentamente degradable, que tenga un elevado tiempo de retención, adquiere relevancia para la actividad del reactor la retención por sedimentación de los fragmentos de biopelícula desprendidos. [5]
- El lecho fluidizado. Aquí las bacterias forman una biopelícula ya que se encuentran fijadas sobre pequeñas partículas de material inerte que se mantienen fluidizadas mediante un flujo ascendente. Se recurre a la recirculación para poder mantener el caudal adecuado que permita la expansión y fluidización del lecho. [5]
- El reactor de lecho de lodos. Esta técnica busca favorecer la agregación de bacterias entre ellas, formando gránulos o consorcios, que debido a la sedimentación se mantienen en el interior del reactor, con la velocidad ascendente adecuada del fluido, aunque en la parte superior debe existir un buen separador sólido(biomasa)/líquido/gas. El diseño más común es el Upflow Anaerobic Sludge Blanket (UASB). El mayor limitante para la aplicación de este sistema es que la biomasa activa granule, es decir que forme agregados de alta densidad. [5]
- **Sistemas discontinuos**

Los sistemas discontinuos tienen una curva de evolución temporal de producción de biogás con la misma tendencia que la curva típica del crecimiento de microorganismos, en estos sistemas no se habla de tiempo de retención si no tiempo de digestión, normalmente este sistema se utiliza en residuos que tienen una alta concentración de sólidos y es muy complejo su bombeo. Para conseguir una producción relativamente parecida a la continuidad se deben disponer distintos reactores con puestas en marchas intercaladas en el tiempo.[5]

- **Sistemas de dos etapas**

Consisten en un primer reactor que tenga un tiempo de retención elevado, que favorece la hidrólisis, a continuación, se coloca un reactor con bajo tiempo de retención que digiere la materia orgánica disuelta y los ácidos producidos en la primera etapa. En el caso de utilizar un reactor discontinuo en la primera etapa, el líquido que se trate en la segunda es el que se obtiene en la percolación de la primera, una vez se ha recirculado el efluente de la segunda. Con este sistema se mantiene de forma sencilla la temperatura del primer reactor simplemente controlando la temperatura del efluente del segundo.[5]

- **Sistemas de dos fases**

Este sistema se diferencia del anterior en que se mantienen dos reactores en serie, pero en los cuales se realizan respectivamente las fases de acidogénesis y metanogénesis, que tiene como objetivo reducir el tiempo de retención global respecto a un único reactor de mezcla completa. La separación es de tipo cinético y en cada reactor se debe controlar el tiempo de retención, que debe ser inferior en el primero ya que las bacterias tienen una mayor tasa de crecimiento en la fase de acidogénesis. Se utiliza cuando se tienen residuos con alta concentración de azúcares y bajo contenido en sólidos.[5]

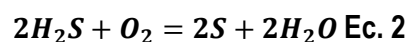
## **2.3 Eliminación de H<sub>2</sub>S.**

### **2.3.1 Proceso de oxidación seca.**

Se puede eliminar el H<sub>2</sub>S, de la corriente del gas, convirtiéndolo en sulfuro o óxidos de sulfuros. Estos métodos se suelen usar cuando se requiere una alta pureza del gas y hay relativamente poco sulfuro en el biogás. [6]

- Introducción de aire/oxígeno en el sistema de biogás.

Una pequeña cantidad de oxígeno (2-6%) se introduce en el sistema de biogás usando una bomba. Como resultado el H<sub>2</sub>S es oxidado y se convierte en sulfuro y agua, de este modo se reduce el contenido de H<sub>2</sub>S del biogás. [6]



El H<sub>2</sub>S con este proceso puede ser reducido en más de un 95%, reduciendo su contenido a menos de 50 ppm. Sin embargo, se debe tener cuidado para evitar introducir una cantidad excesiva de aire, en el biogás, ya que pueden producirse explosiones en el rango de 6-12%, dependiendo del contenido de metano.[6]

- Adsorción usando óxido de hierro.

El H<sub>2</sub>S reacciona con el óxido o hidróxido de hierro para formar sulfuro de hierro. El biogás se hace pasar a través de pellets de óxido de hierro para eliminar el H<sub>2</sub>S. Cuando los pellets se han convertido totalmente en sulfuro, estos son eliminados para la regeneración de sulfuro. Durante la regeneración se produce una importante cantidad de calor, el polvo contiene un componente tóxico y este método es altamente sensible al contenido de agua del biogás. Las astillas de madera recubiertas de óxido de hierro tienen una relación de superficie superior a la del acero liso. Aproximadamente 20 g de H<sub>2</sub>S pueden ser eliminados por 100g de astillas cubiertas de óxido. [6]

- Adsorción en carbón activado.

El  $H_2S$  puede ser adsorbido en carbón activado, se produce por una reacción catalítica y el carbón actúa como catalizador, cuando el carbón tenga un alto contenido en sulfuro puede ser reemplazado o regenerarse. [6]

### 2.3.2 Oxidación en fase líquida.

- Absorción física.

En el proceso de absorción física el  $H_2S$  puede ser absorbido por los solventes, uno de los solventes es agua, pero el consumo de agua es muy elevado para una cantidad pequeña de absorción de  $H_2S$ . Si se le añaden productos químicos como  $NaOH$  al agua, el proceso de absorción es mejorado. Con este proceso se forman sulfuro de sodio o hidrosulfuro de sodio, que no puede ser regenerado y plantea un problema para ser eliminado.[6]

- Absorción química.

La absorción química de  $H_2S$ , tiene lugar a través de soluciones de sal de hierro como el cloruro de hierro. Este método es muy efectivo, reduciendo el  $H_2S$ , el proceso se basa en la formación de un precipitado insoluble.  $FeCl_3$  se puede añadir directamente a algunos digestores. Con este método el nivel de  $H_2S$  se puede reducir por debajo de 10 ppm. [6]

## 2.4 Biometano y técnicas de upgrading

### 2.4.1 Biometano

El biometano es un gas combustible, que se puede obtener a partir del biogás, para ello se utilizan técnicas de upgrading. Este gas suele tener una composición que suele alcanzar el 95% de metano. Lo cual lo convierte en un mejor combustible para ser usado en automoción y ser un mejor candidato que el biogás sin tratar para sustituir el gas natural obtenido con medios más tradicionales (gas natural de origen fósil), en los motores que funcionan con este combustible.

El upgrading consiste en eliminar del biogás el  $CO_2$  y contaminantes ( $H_2S$ , siloxanos...). Para ello se pueden emplear diferentes técnicas, principalmente: lavado con agua (pws), absorción química, membranas, pressure swing absorption (PSA), criogenia.

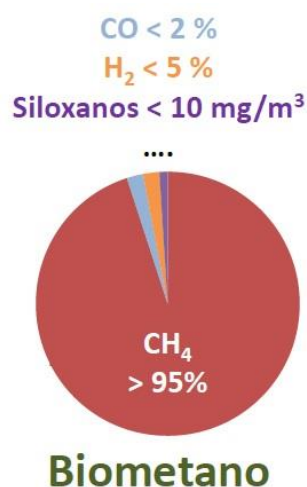


Figura 7. Composición típica del biometano[2]

## 2.4.2 Lavado con agua (Water Scrubbing)

En la técnica de lavado con agua se presuriza el gas y el dióxido de carbono es disuelto en agua o en un disolvente selectivo orgánico. El biogás se mejora y el dióxido de carbono disuelto se libera del disolvente en un recipiente de desorción a la presión atmosférica durante la extracción del aire. [7]

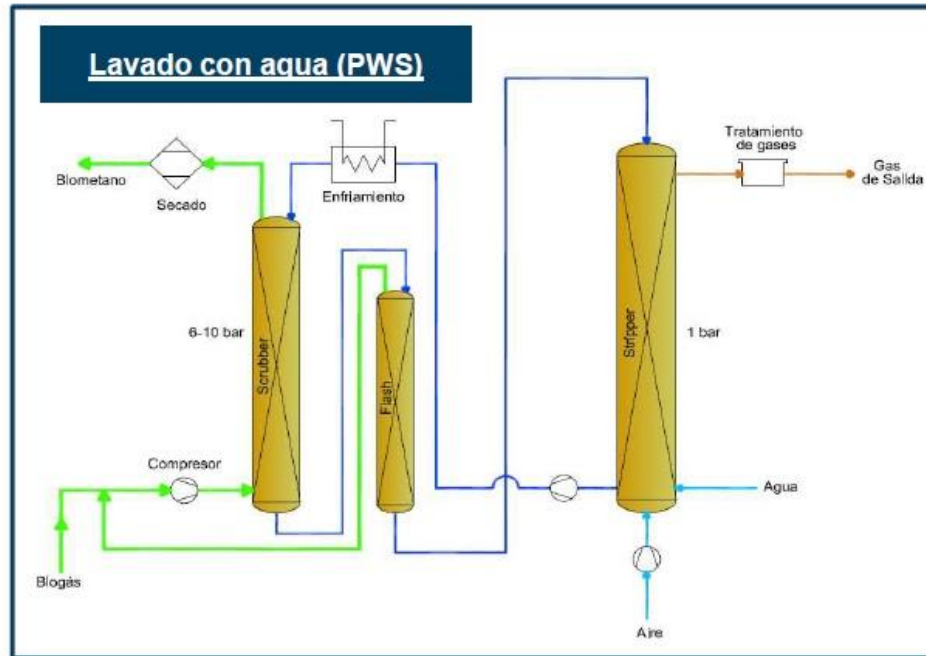


Figura 8. Lavado con agua [8]

Esta técnica se basa fundamentalmente en la mayor solubilidad del CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S en el agua que el CH<sub>4</sub>. A pesar de que el dióxido de carbono se disuelve mejor en el agua que el metano, es necesario aumentar la presión del gas lo que ayuda a aumentar la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el agua, esta presión se suele establecer entre 0,8 y 1,2 MPA. Para separar nuevamente el CO<sub>2</sub> del agua se utiliza un segundo separador que trabaja a baja presión y a temperatura ambiente, utilizando aire externo como agente de separación este procedimiento reduce el coste energético comparada con la utilización de otros agentes químicos que necesitan altas temperaturas para separar el dióxido de carbono del agua. El proceso anteriormente descrito se conoce como HPWS (High pressure water scrubbing) (Lavado de agua a alta presión). La alternativa a este proceso es el lavado con agua a presión cercana a la atmosférica (NAPWS) (Near atmospheric pressure water scrubbing). [9]

La última generación de plantas HPWS es la que se muestra en la Figura 9, Figura 10, Figura 11 y Figura 12, en este sistema el biogás se comprime a alrededor de 0,8 MPa, y se introduce en la columna de depuración por la parte inferior, mientras el agua se introduce por la parte superior. El biometano abandona también la columna por la zona superior. El poco metano que queda dentro del disolvente se separa en un tanque de evaporación que funciona a una presión reducida de 0,2 MPa. Los gases liberados son ricos en metano y dióxido de carbono se devuelven a un segundo compresor, mezclado con biogás que viene de la primera salida del primer compresor. Normalmente en estos sistemas el agua se recircula después de haber extraído los gases disueltos. El separador (de agua y CO<sub>2</sub>) funciona a presión atmosférica y el dióxido de carbono es liberado al aire exterior. Una vez se regenera el agua se bombea a la primera columna de alta presión. Para que no existan problemas con el funcionamiento de los compresores y las columnas donde se depuran los gases antes de entrar a la planta el biogás se debe filtrar eliminando la humedad y las partículas que pueda contener. Como en la compresión del biogás aumenta la temperatura de este, es necesario enfriadores para que no se degrade la capacidad de solubilidad del CO<sub>2</sub> en el agua. [9]

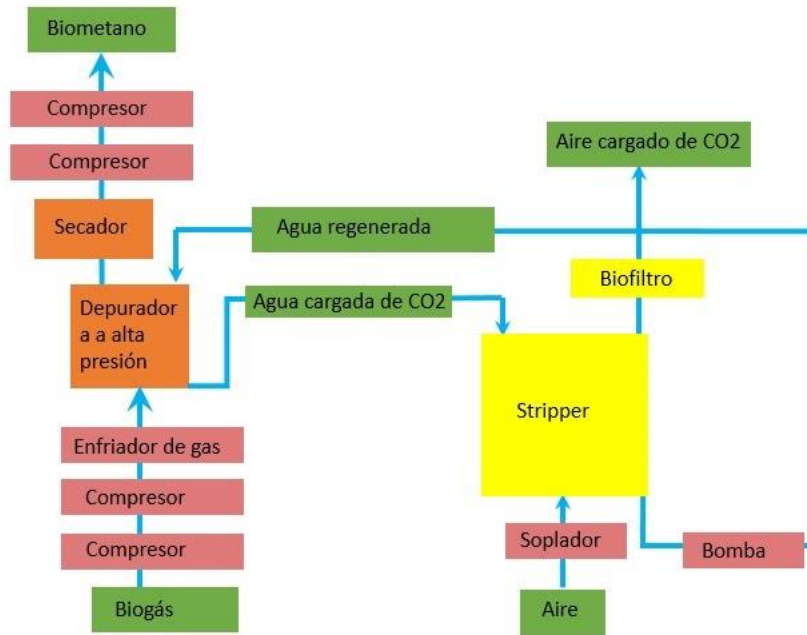


Figura 9. Configuración A para planta HPWS adaptado de [9]

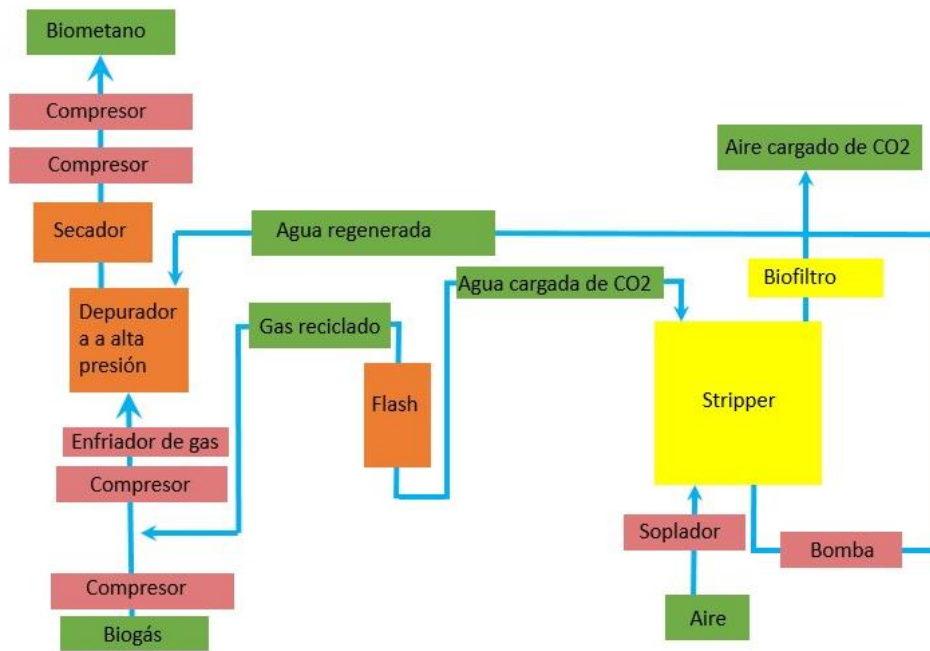


Figura 10. Configuración B para planta HPWS adaptado de [9]



Figura 11. Configuración C para planta HPWS adaptada de [9]

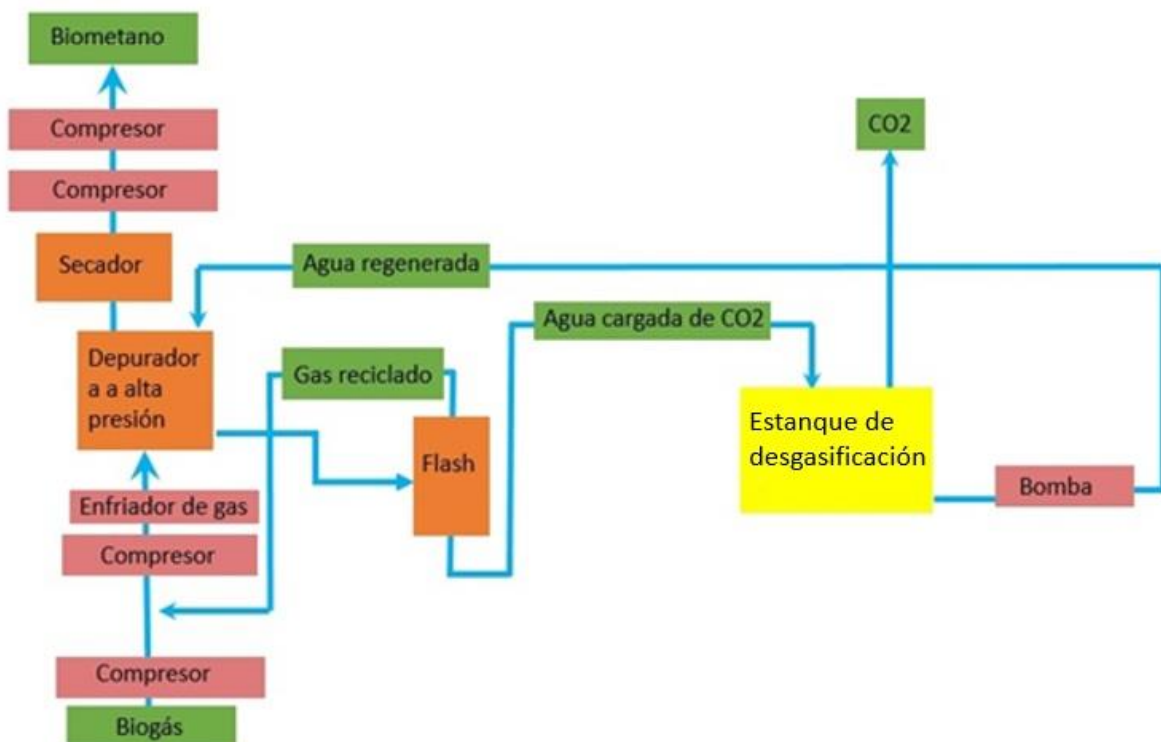


Figura 12. Configuración D para planta HPWS adaptada de [9]



El lavado con agua a presión cercana a la atmosférica (NAPWS) no requiere compresión y enfriamiento de biogás, reduciendo así la energía necesaria para el lavado de CO<sub>2</sub>. Como añadido las columnas de lavado en las plantas NAPWS. Sin embargo, como la solubilidad del CO<sub>2</sub> a baja presión es muy inferior, se necesita de una mayor cantidad de agua. Además, la columna de separación de los sistemas NAPWS, debe ser de un mayor tamaño para que pueda circular esta mayor demanda de agua. La mayor deficiencia de los sistemas NAPWS están asociados con las mayores tasas internas de circulación de agua con el resultado mayor requerimiento de potencia para el bombeo. Además, NAPWS los sistemas tienen mayores pérdidas de fricción asociadas con la disipación de energía que ocurre cuando se contactan el biogás y el agua. Más agua en el sistema significa también más agua pérdida por evaporación a biogás crudo y aire decapado.[9]

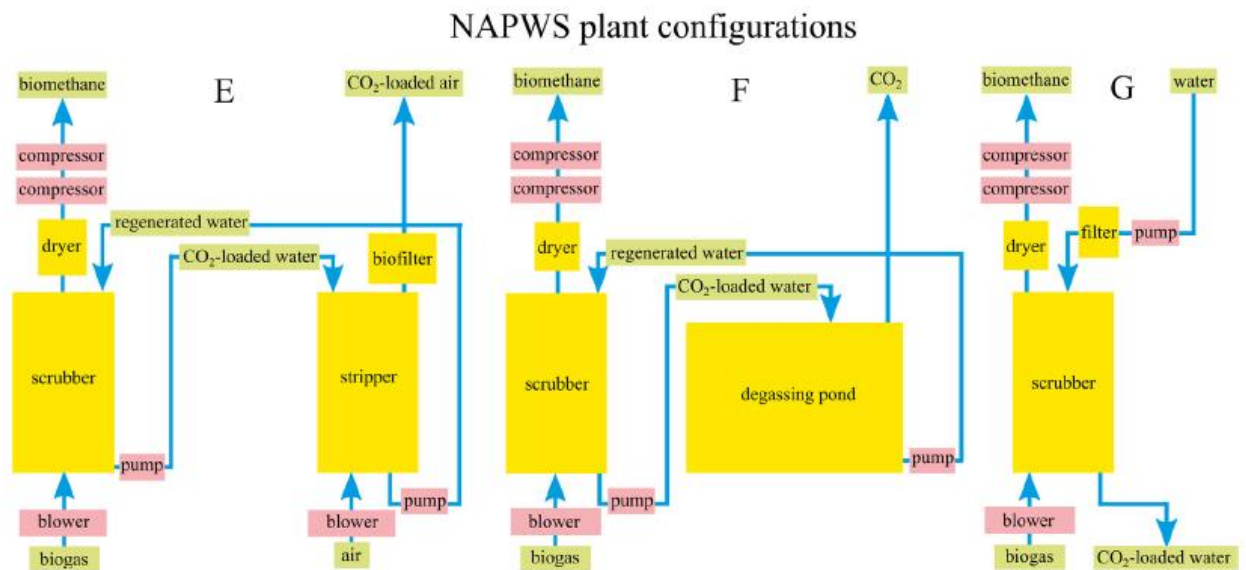


Figura 13. Configuración para una planta NAPWS [9]

Los procesos de upgrading por lavado con agua permiten finalmente obtener un biometano con alrededor de una pureza del 96-98% de fracción molar de metano.

### 2.4.3 Absorción química

En esta técnica se utiliza un depurador químico, donde el CO<sub>2</sub> disuelto en el agua reacciona con una amina añadida, esto permite que el CO<sub>2</sub> se pueda separar del flujo de gas. Este proceso se puede realizar a presión atmosférica, porque es una reacción química la que impulsa todo este proceso. La reacción se puede invertir con calor, para poder liberar el dióxido de carbono en un recipiente separador y restaurar de esta forma la amina. [7]

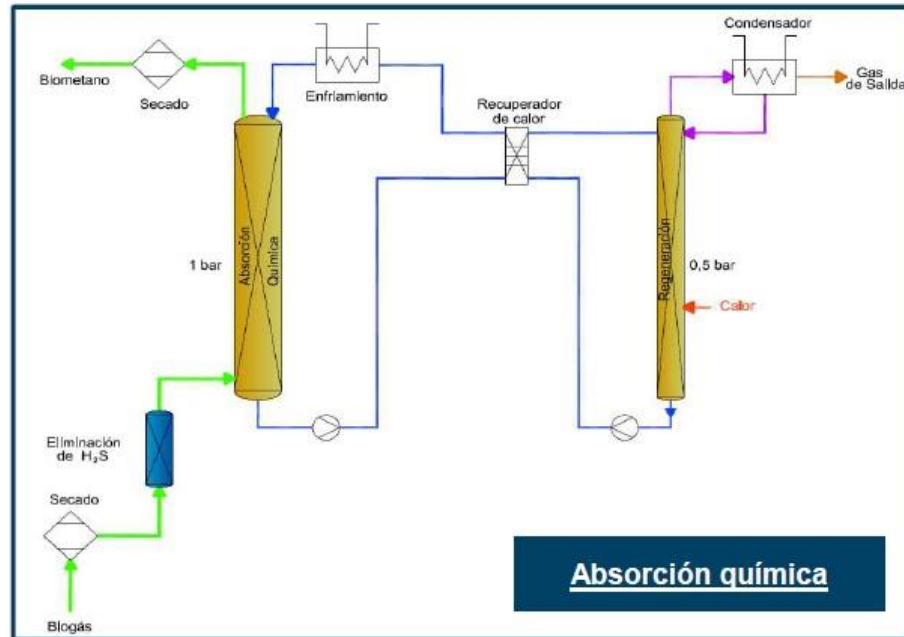
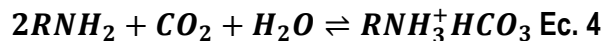


Figura 14. Absorción química [8]

El CO<sub>2</sub> es absorbido en un proceso químico donde se forman enlaces entre el CO<sub>2</sub> y la amina. Las aminas más comunes usadas para eliminar el dióxido de carbono son monoetanolamina (MEA), diglicolamina (DGA), dietanolamina (DEA), trietanolamina (TEA), metildietanolamina (MDEA), y piperazina. Aunque la más usada de las citadas anteriormente es la MEA.

La MEA puede absorber el CO<sub>2</sub> mediante dos procesos distintos:



La amina absorbe el CO<sub>2</sub> de dos maneras físicamente en el líquido y químicamente. Sin embargo, la masa transferida de CO<sub>2</sub> desde la fase gaseosa a la líquida incrementada por la reacción química entre el dióxido de carbono y la amina. La reacción consume el CO<sub>2</sub> en la fase líquida para mantener el gradiente de concentración de CO<sub>2</sub> en las dos fases. Un uso temprano de la amina para la eliminación del CO<sub>2</sub>, fue descubierta en 1930. Las aminas recomendadas para eliminar el CO<sub>2</sub> son primarias, secundarias, y terciarias y pueden contener un grupo carboxilo. También hay estudios donde se analiza el uso de la monoetanolamina, trietanolamina, y diaminaisopropanol, di y trietanol amina, etilaminaetanol, metildietanolamina, piperadina metanol/etanol/propanol/butanol o pentanol, y hidroxietil piperazina. Hay estudios que demuestran que la monoetanolamina y diaminaisopropanol tienen más del doble de efectividad que la trietanolamina. En la Tabla 4 se muestran rendimientos de este procedimiento. [10]

**Tabla 4. Casos publicados implementando la absorción química adaptada de [10]**

Amina Y concentración	15% MEA 50% MDEA	20% DEA	10% MEA	30% MEA 20% DEA	0,1 M MEA (0,6% MEA)	40% MDEA  40% MDEA+2%PZ  10%MEA, 20%MEA, 30% MDEA +10 MEA
Aparatos	Columna de llenado  Packing: pall rings	Columna de llenado H=8 m  D= 0,45m  Packing: polipropileno plástico	Columna de llenado de PVC  H=24 m D=0,067m  Packing: jacks de polietileno	Columna de burbuja	Columna de llenado de cristal pyrex  H=1m D=0,07m  Packing: Biobolas de plástico	Columna de llenado  H=3.5 m  Packing: BH- packing
Condiciones de operación	Caudal de gas: 51,9Kmol/h  Temperatura: 20°C  Presión 0,1015 MPa	Caudal de gas: 25m <sup>3</sup> /h  Temperatura:25°C  Presión: 0,1015 MPa	Caudal de gas: 60m <sup>3</sup> /h  Temperatura:25°C  Presión: 0,1015 MPa	Caudal de gas 1,6l/h  Temperatura: 30°C	Temperatura ambiente 30°C  Presión: 0,1 MPa	Caudal de amina: 0,096-0,12 m <sup>3</sup> /h  Caudal de gas: 3,6-5,4 m <sup>3</sup> /h
Composición de gas de alimentación	CH <sub>4</sub> :58,0%  CO <sub>2</sub> :36,6%	CH <sub>4</sub> :51,1%  CO <sub>2</sub> :46,0%  H <sub>2</sub> O: 2,9%  H <sub>2</sub> S:80·10 <sup>-6</sup>	CH <sub>4</sub> :60,0%  CO <sub>2</sub> :40%	CH <sub>4</sub> :52%  CO <sub>2</sub> :48%	CH <sub>4</sub> : 53,1%  CO <sub>2</sub> :46,8%  H <sub>2</sub> S: 2150·10 <sup>-6</sup>	CH <sub>4</sub> : 79%-68%  CO <sub>2</sub> :21%-32%
Pureza del gas final	CH <sub>4</sub> :98,0%  CO <sub>2</sub> <2%	CH <sub>4</sub> :98,4%  CO <sub>2</sub> :0,1%  H <sub>2</sub> O: 1,5%  H <sub>2</sub> S:0,1·10 <sup>-6</sup>	CH <sub>4</sub> :90,0%  CO <sub>2</sub> <10%  H <sub>2</sub> S:100·10 <sup>-6</sup>	CH <sub>4</sub> >95,0%  CO <sub>2</sub> <5%	CH <sub>4</sub> :98,0%  CO <sub>2</sub> :1,3%  H <sub>2</sub> S:0	CH <sub>4</sub> : 87%-100%  CO <sub>2</sub> :0%-13%

#### 2.4.4 Pressure swing absorption

Con esta técnica de upgrading el biogás en bruto es presurizado a entre 3 y 10 bar que a su vez alimenta a una columna de adsorción, llena de adsorbente, que son tamices moleculares de carbono, el material del lecho absorbe el CO<sub>2</sub> y pasa el biometano. Luego el CO<sub>2</sub> es liberado del adsorbente reduciendo la presión y usando un gas de purga. [7]

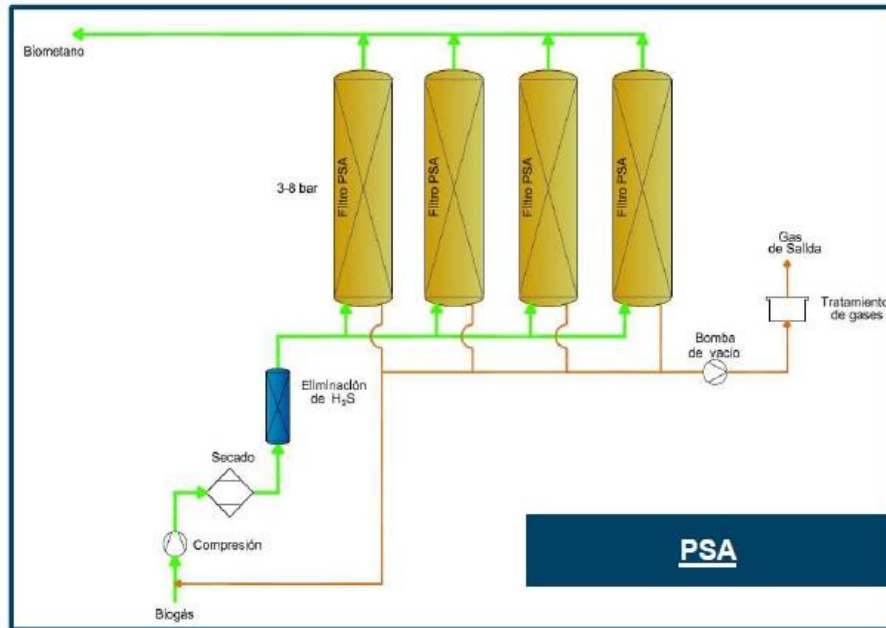


Figura 15. PSA [8]

Se toma como ejemplo para ilustrar el proceso un caudal de  $100\text{Nm}^3/\text{h}$  de biogás, representativo de una planta mediana-pequeña de biogás, con un contenido de  $\text{CH}_4$  del 60% y de un 40% de  $\text{CO}_2$ . El biogás debe estar a 1 atmósfera y previamente mediante otros procesos el agua debe haber sido eliminada (generalmente a través de refrigeración, adsorción en sílice o alúmina, o absorción en trietilenglicol), y otros contaminantes perjudiciales, como el sulfuro de hidrógeno, o siloxanos. [11]

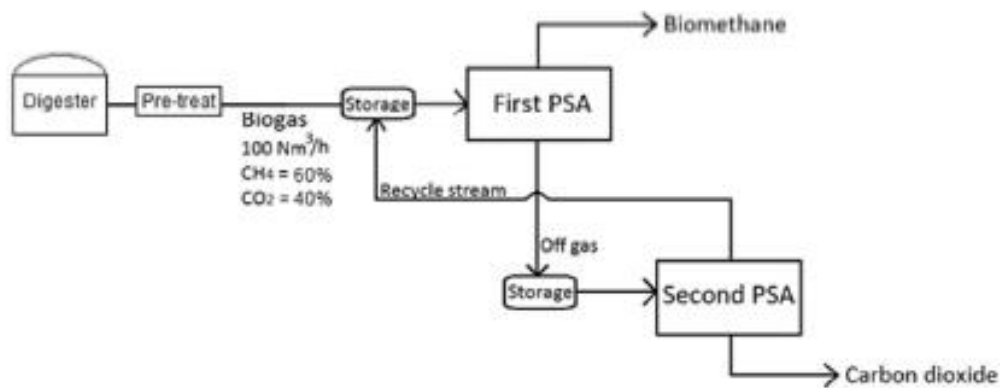


Figura 16. Diagrama del proceso PSA [11]

La primera unidad, esta diseñada para producir un flujo de biometano compuesta por metano y dióxido de carbono con un contenido de metano de un 97%. Esta unidad se compone por cuatro columnas interconectadas, cada una de ellas sujeta a la misma secuencia de fases. En la Figura 16 se ve la secuencia del lecho 1, con los detalles de la dirección del flujo así como condiciones de apertura y cierre de las secciones de columna durante cada parte del ciclo. Esta columna está alimentada con una mezcla de biogás "crudo" y gas reciclado de la segunda unidad de psa. [11]

La secuencia se compone por:

a) el paso de alimentación (FE) donde el biogás se alimenta de la columna a alta presión y en este momento ocurre la adsorción, en esta columna ya se obtiene el biometano con un alto contenido de metano propiamente dicho.

b) El paso de eculización (EQ2), aquí la alta presión del gas que esta presente en los espacios intersiciales de la columna, al final de la fase de alimentación se usa para presurizar parcialmente la otra columna.

c) Un paso de purga (BD), donde la columna se despresuriza hasta las condiciones de vacio para desorber el dióxido de carbono.

d) Una purga de paso (PU), donde la regeneración se completa alimentando la columna a baja presión con parte del producto obtenido durante la fase de alimentación.

e) Paso de eculización (EQ1), donde la columna se presuriza parcialmente con el gas a alta presión extraído de otra columna.

f) Fase de presurización (PR), donde la columna este presurizada con biogás.

Esta programación del ciclo permite la producción ininterrumpida de biometano (mientras este alimentado el paso), y el gas de salida, retirado durante BD y PU, se produce de manera discontinua.

El CO<sub>2</sub>, es eliminado durante el paso de purga. [11]

Bed 1	FE	EQ2	BD	PU	EQ1	PR
Bed 2	EQ1	PR	FE	EQ2	BD	PU
Bed 3	PU	EQ1	PR	FE	EQ2	BD
Bed 4	EQ2	BD	PU	EQ1	PR	FE

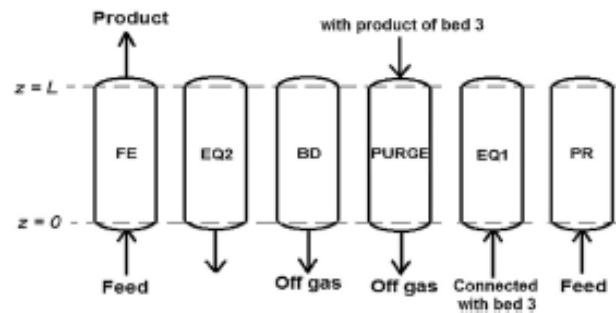


Figura 17. Programación del ciclo de PSA de cuatro columnas y secuencia de las fases en el lecho 1. FE: alimentación, EQ1 y EQ2: eculización, BD: purga, PU: purga, PR: presurización. [11]

En la Tabla 5 se puede observar el balance de masa del primer PSA y del rendimiento del ciclo en términos de pureza y recuperación del metano, junto al consumo de energía que se requiere para la separación. El biometano obtenido tiene un contenido aproximado del 98,8%. El consumo de energía se ha evaluado dividiendo la energía requerida en un ciclo por el tiempo del ciclo; aquí la energía unicamente se refiere a la requerida para la compresión del biogás hasta la presión máxima del ciclo (6 atm) y para la bomba de vacio, durante los pasos de regeneración, por lo que no se tiene en cuenta la energía para la posterior compresión para su distribución y almacenamiento.

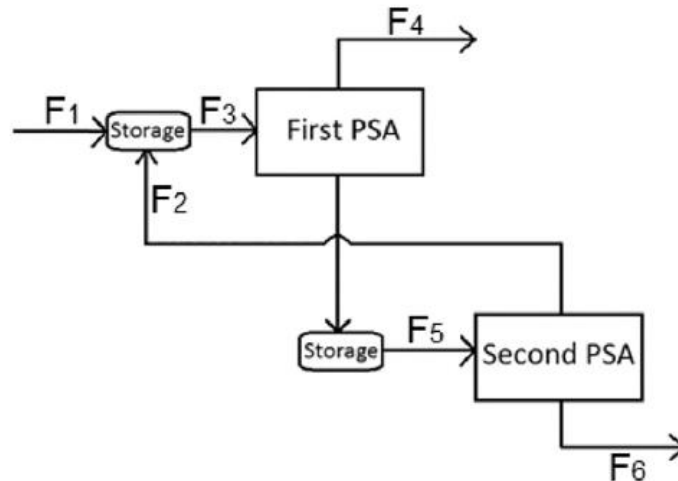


Figura 18. Esquema del proceso general [11]

Tabla 5. Resultados ciclo PSA [11]

	Flow rate		Composition	
	kg/h	Nm <sup>3</sup> /h	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
F <sub>1</sub>	133.96	100	40%	60%
F <sub>2</sub>	12.61	13.47	17.8%	82.2%
F <sub>3</sub>	146.57	113.47	37.4%	62.6%
F <sub>4</sub>	43.98	60.37	1.2%	98.8%
F <sub>5</sub>	89.98	53.1	78.5%	21.5%
F <sub>6</sub>	77.37	39.63	99.14%	0.86%
	First PSA		Second PSA	
CH <sub>4</sub> recovery	83.9		97	
Power consumption	10.2 kW		5.1 kW	
Total CH <sub>4</sub> recovery	99.4%			
Energy consumption	1250 kJ/kg <sub>bio</sub>			

El gas residual producido en la primera unidad de PSA se envía a una segunda unidad de PSA, para la separación de dióxido de carbono; un almacenamiento a presión atmosférica separa las dos unidades para garantizar una alimentación constante a la segunda unidad, que además trabaja con un ciclo diferente sincronización. La programación del ciclo es la misma que se adoptó para la primera unidad mientras las características de la columna, las condiciones de presión, y los tiempos del ciclo se resumen en la Tabla 6 [11]

Tabla 6 Características de operación columnas PSA [11]

		First PSA	Second PSA
Column length	m	1.5	1
Column diameter	m	0.4	0.31
Column density	kg m <sup>-3</sup>	742.4	742.4
Column porosity	—	0.36	0.36
Pressure feed	bar	6	6
Pressure purge	bar	0.2	0.2
Feed Time	s	190	130
Purge time	s	190	130
Pressurization time	s	170	110
Blow down time	s	170	110
Equalization time	s	20	20

El metano es adsorbido apreciablemente solo durante el paso de igualación de presión (EQ1) y especialmente durante el paso de presurización, al final del cual solo ocupa la segunda mitad de la columna, hacia la sección de salida. Durante los pasos restantes del ciclo, la cantidad de metano adsorbido es prácticamente cero; en particular durante la fase de alimentación, el dióxido de carbono reemplaza casi por completo el metano que fue adsorbido durante las fases de presurización y ahora recuperado con el caudal de salida. [11]

Esta segunda unidad completa la separación, produciendo un flujo que tiene una alta riqueza en metano, este luego va reciclada a la primera unidad, además produce un residual de CO<sub>2</sub> casi puro que se retira durante las fases de descarga. El consumo de energía ahora esta referido al que se produce para comprimir el gas desde la salida hasta el tanque de almacenamiento a 6 atm, y para alimentar la bomba de vacío que opera en los pasos de regeneración.[11]

#### 2.4.5 Membranas

En este proceso de upgrading el biogás es presurizado a entre 5-20 bares y alimenta a la unidad donde están las membranas. El dióxido de carbono y otros componentes del biogás penetran a través de la membrana, y el metano es retenido. El rendimiento puede variar ampliamente según la configuración (por ejemplo, etapas de presión, bucles) y el diseño adoptado por cada fabricante.[7]

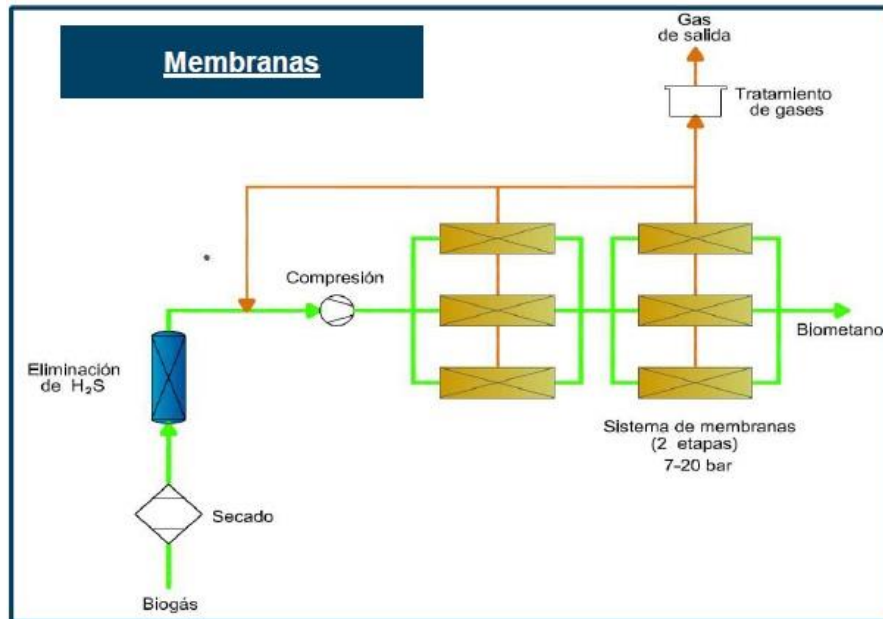


Figura 19. Membranas [8]

La separación del dióxido de carbono del metano en las plantas que funcionan con esta tecnología se basa en el mecanismo de “solución-difusión”, debe de haber una compensación entre la capacidad de separación del CO<sub>2</sub> y la permeabilidad. [12]

La mayoría de membranas para la separación del biogás son membranas poliméricas, estas membranas no tienen un factor de separación tan alto como para poder lograr una alta recuperación de metano en una única fase. Como estas membranas tienen el problema ya nombrado de la baja capacidad de separación, normalmente para altas recuperaciones de metano 99,5% aproximadamente y un flujo final rico 97,5% de metano. La cantidad de energía que se requiere para la mejora del biogás es un factor determinante para la elección del sistema. El coste de operación se puede reducir mediante una optimización de la presión de alimentación, presión entre etapas y flujo de reciclaje.[12]

Un sistema en tres etapas también podría ser útil para lograr una alta recuperación y pureza; sin embargo, la complejidad operativa con respecto a la concentración de componentes intermedios de presión y biogás sugiere que el ajuste de estas variables es la clave para la optimización, siendo entonces mejor un sistema de dos etapas. [12]

#### 2.4.6 Criogenia

En la técnica de upgrading a través de la criogenia, el metano y el dióxido de carbono se van separando de manera paulatina cuando se va enfriando el biogás. Cualquier compuesto que tenga una temperatura de condensación superior a la del metano, como agua, sulfuro de hidrógeno, siloxanos y nitrógeno, se pueden separar en este proceso. [7]



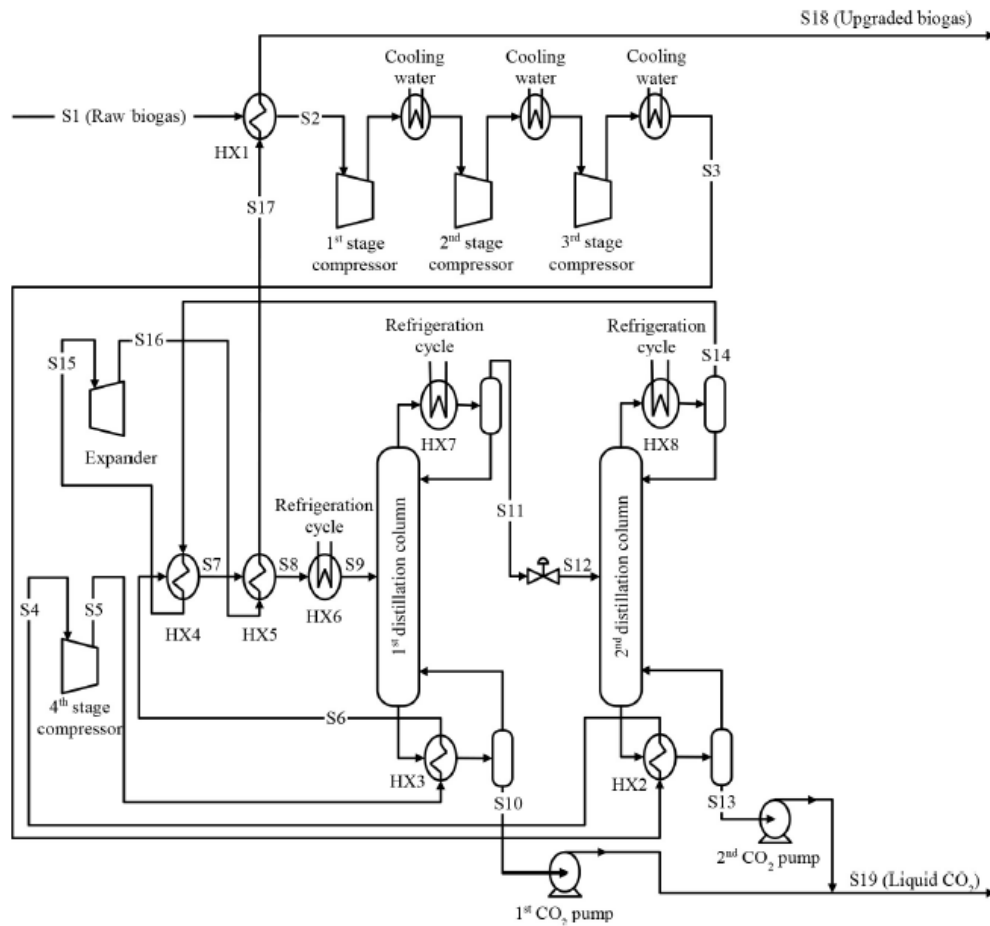


Figura 20. Diagrama de flujo del proceso de upgrading con criogenia [13]

El biogás puro se envía a “HX1” para ser enfriado antes de la entrada a la primera fase del compresor para reducir el gasto energético de la compresión. La compresión se realiza por etapas en concreto en tres etapas, y entre etapas hay intercambiadores de calor para volver a reducir la temperatura. Cuando el gas sale de la tercera etapa de compresión esta a aproximadamente 110,8°C y 1431 KPa en el siguiente intercambiador el gas se enfría hasta los 62,2°C (S3), luego vuelve a pasar por intercambiador de calor, donde se enfría hasta 12,3°C, para pasar a la siguiente fase de compresión. Aprovechando la alta temperatura (125°C), del gas a la salida de la cuarta fase de compresión (S5), se recircula por el intercambiador 3 (HX3), 4 (HX4) y 5 (HX5), este último cuenta con un ciclo de refrigeración que preenfía el gas antes de entrar en la columna de expansión en el punto S9 el gas está a unas condiciones de -65°C y 4983 KPa. En la primera columna el contenido de CO<sub>2</sub> se reduce del 40% (mol) al 5,4% (mol) el gas tiene una pureza del 94,53% (mol) (S11), a la salida se refrigera y parte se vuelve a recircular por una columna, para luego a través de una válvula reducir la presión hasta los 4763 KPa, que es la presión necesaria en la entrada de la segunda columna. De la segunda columna el biometano ya sale con una concentración molar de 2,88% de CO<sub>2</sub>, y un 97,12% de CH<sub>4</sub>. El gas que se sigue enfriando después de la salida de la columna en punto S14 tiene una temperatura de alrededor de -79,3°C, esto se aprovecha en el intercambiador HX4 antes de pasar a una turbina de expansión donde se expande hasta una presión de 500 KPa y su temperatura se reduce a -93,6°C, este gas se sigue aprovechando para enfriar el gas de entrada en el intercambiador 4 y luego en el intercambiador 1, de donde sale el biometano final a una temperatura aproximada de 13,6°C. La otra salida de la columna 1 y columna 2 es dióxido de carbono (S10) y (S13) que a través de unas bombas se eleva su presión hasta los 110000 KPa para poder almacenarlo y transportarlo. [13]

**Tabla 7. Parámetros de los principales puntos del proceso de baja temperatura adaptado de [13]**

Steam no.	Temperatura (°C)	Presión (KPa)	Caudal molar (kmol/h)	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>
S1	35	120	1.000	60	40
S2	-5,7	120	1.000	60	40
S3	62,2	1.431	1.000	60	40
S4	12,3	1.431	1.000	60	40
S5	126,4	4.983	1.000	60	40
S6	15,9	4.983	1.000	60	40
S7	-32,6	4.983	1.000	60	40
S8	-38,7	4.983	1.000	60	40
S9	-65,0	4.983	1.000	60	40
S10	14,1	4.983	366	0,07	99,93
S11	-75,7	4.983	634	94,53	5,47
S12	-77,2	4.763	634	94,53	5,47
S13	11,8	4.763	17	0,28	99,72
S14	-79,3	4.763	617	97,12	2,88
S15	13,9	4.763	617.617	97,12	2,88
S16	-93,9	500	617	97,12	2,88
S17	-34,6	500	617	97,12	2,88
S18	33,0	500	617	97,12	2,88
S19	23,7	110.000	383	0,08	99,72

**Tabla 8. Datos de columna de destilación [13]**

	1st column	2nd column
Number of stages	13	11
Feed stage no. (from top)	4	7
Pressure (kPa)	4983	4763
Condenser temperature (°C)	-75.7	-79.3
Condenser duty (kW)	685	563
Reflux ratio	2.8	2.8
Reboiler temperature (°C)	14.1	11.8
Reboiler duty (kW)	1376	544

## 2.5 Costes del upgrading.

Para tener en cuenta el coste de las diferentes técnicas de upgrading se muestra en las Figura 21, Figura 22, Figura 23 y Figura 24, graficas con datos obtenidos en el año 2012 de diferentes empresas.

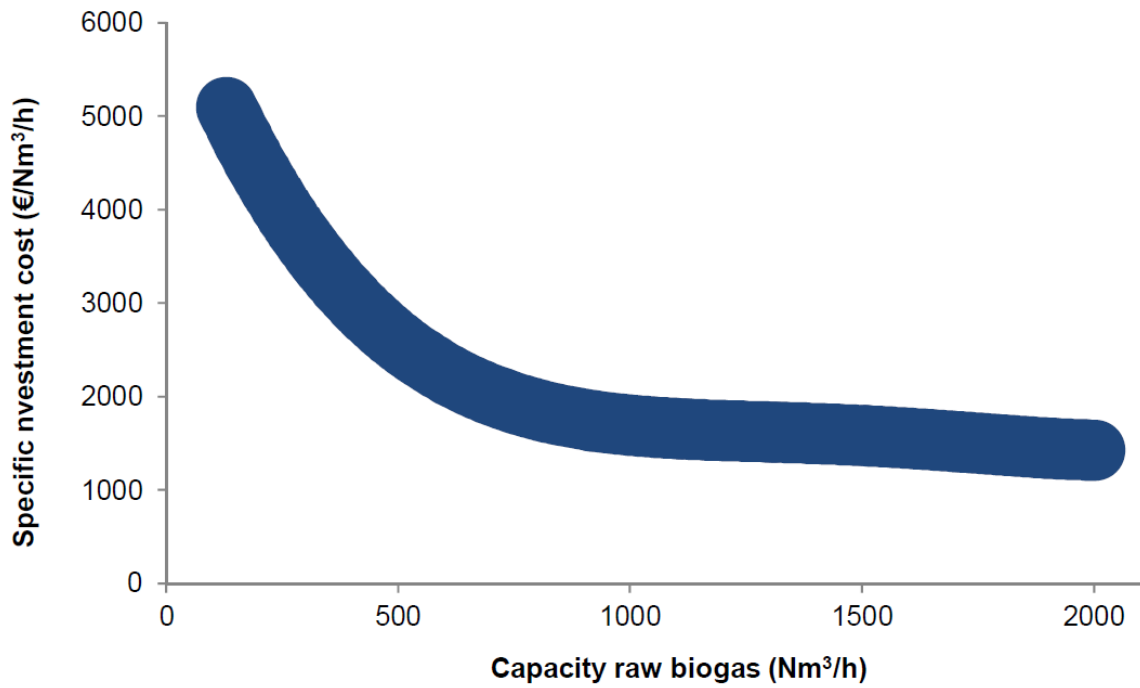


Figura 21. Coste de inversión Lavado con agua. [14]

Absorción química

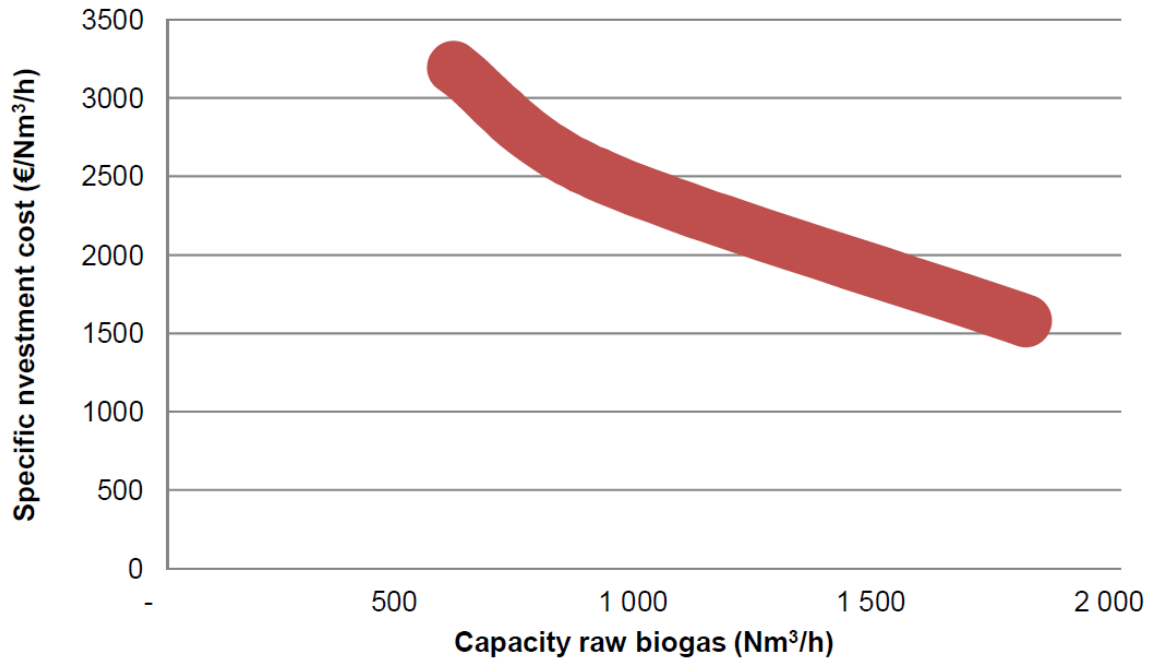


Figura 22. Coste inversión Absorción química. [14]

Pressure swing absorption

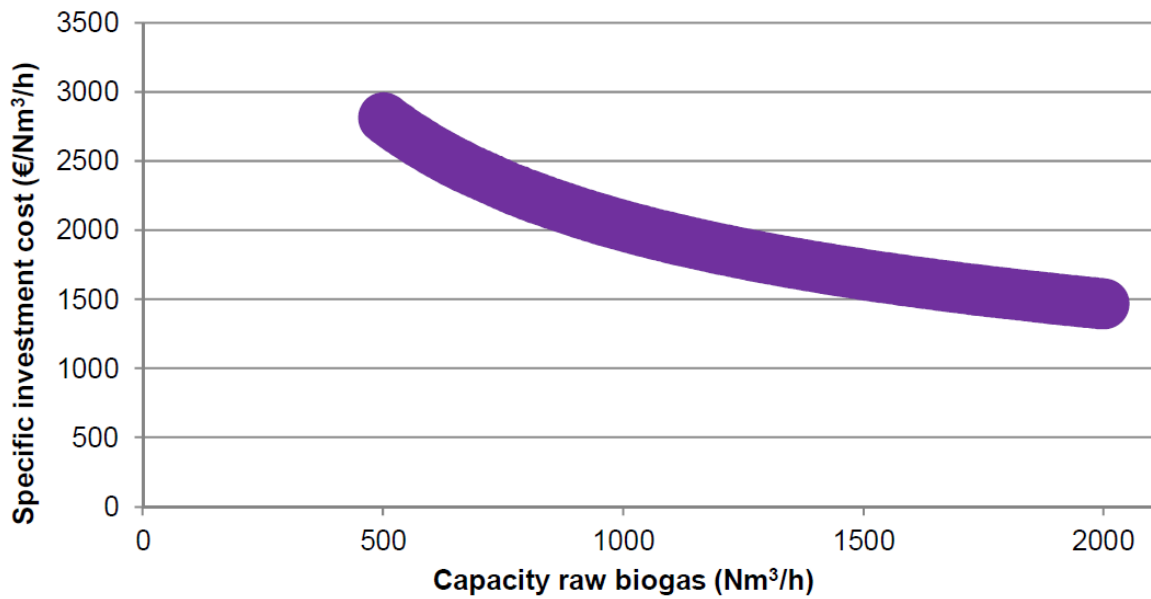


Figura 23. Coste de inversión PSA.[14]

Membranas

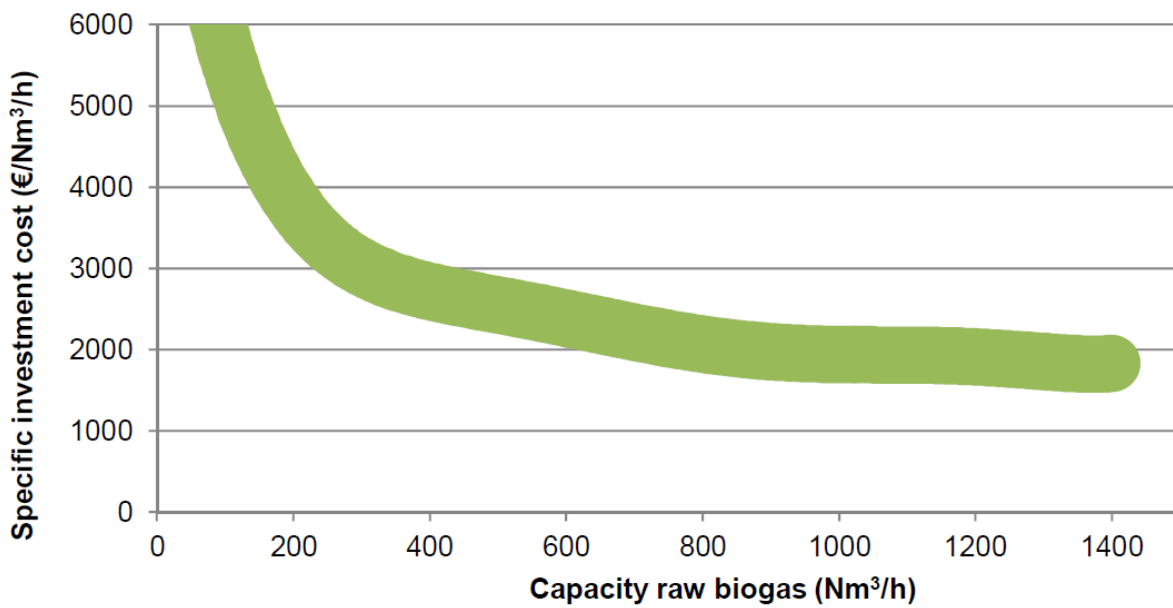


Figura 24. Coste inversión Membranas. [14]

Tabla 9. Coste mantenimiento diferentes técnicas de upgrading.[15]

	Technical availability per year (%)	Maintenance cost (€/yr)
<b>PSA</b>	94	56,000
<b>Water scrubbing</b>	96	15,000
<b>Chemical (amine) scrubbing</b>	91	59,000
<b>Physical absorption</b>	96	39,000
<b>Membrane separation</b>	98	25,000

Tabla 10. Coste de funcionamiento de distintas técnicas de upgrading. [15]

	Cost per m <sup>3</sup> of upgraded biogas (€/m <sup>3</sup> )			
	de Hullu, Maassen et al. (2008)	Persson, Wellinger et al. (2007)	Jönsson (2009)	Hammer, Pettersson et al. (2007)
<b>PSA</b>	0.26	0.11–0.16	0.11–0.22	–
<b>Water scrubbing</b>	0.15			0.11 <sup>a</sup>
<b>Chemical (amine) scrubbing</b>	–			–
<b>Physical absorption</b>	–	–	–	–
<b>Membrane (low pres.)</b>	0.22	–	–	–
<b>Cryogenic</b>	0.40	–	–	–

Teniendo en cuenta las gráficas que se han visto en este apartado y viendo el coste de operación para las diferentes técnicas de upgrading, se ha elaborado la Tabla 11 para poder elegir el sistema más adecuado para la instalación que se plantea.

Tabla 11. Resumen de los costes en diferentes técnicas de upgrading.

Técnica	% metano en el gas final	Coste inversión (€/Nm <sup>3</sup> /h)	Caudal mínimo (Nm <sup>3</sup> /h)	Caudal máximo (Nm <sup>3</sup> /h)	Coste mantenimiento (€/año)	Coste final upgrading (€/m <sup>3</sup> )
Lavado con agua	96-98%	5.100-1.300	100	2.100	15.000	0,15
Absorción química	87-100% (98-98,5% en promedio)	3.200-1.400	600	1.800	59.000	-
PSA	99,14%	3.000-1.200	500	2.000	56.000	0,26
Membranas	97,5%	6.000-1.800	40	1.500	25.000	0,22
Criogenia	97,12%	-	-	-	-	0,4

Viendo la Tabla 11 las mejores opciones para trabajar con caudales pequeños serían las técnicas de membranas o el lavado con agua, esto dependerá del caudal mínimo lo deseable sería utilizar la técnica de lavado con agua ya que proporciona un costo menor de mantenimiento y un coste menor por m<sup>3</sup> de upgrading, pero sin embargo para caudales pequeños (inferior a 100 Nm<sup>3</sup>/h, no existen instalaciones de este tipo).

## 2.6 Número de metano

### 2.6.1 ¿Qué es el número de metano?

El número de metano (N.M. o M.N.) es un número que se encarga de caracterizar la resistencia a la detonación (Knock).[16]

Es utilizado sobre todo en motores que funcionan con combustibles gaseosos (gas natural, biogás o biometano) y es análogo al número de octano en los motores de gasolina, se puede comparar con el número de octano a través de la siguiente fórmula.

$$NO = 0,67 * NM + 73,2 \text{ Ec. 5 [17]}$$

En una mezcla de gases donde únicamente exista metano e hidrógeno el número de metano será proporcional al porcentaje de hidrógeno, una mezcla con un 75% de metano y un 25% de hidrógeno tendrá un número de metano igual a 75. Como en el gas natural hay más elementos que el metano, también es necesario tener en cuenta el resto de hidrocarburos y de los gases inertes (N<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>), que en el caso por ejemplo de un 90% de metano y 10% de CO<sub>2</sub> tendrá un número de metano de 110 lo que significa que los gases inertes ejercen un efecto positivo.

### 2.6.2 ¿Cómo se determina?

El número de metano se puede determinar de forma experimental, o con métodos que utilizan diagramas y fórmulas, basadas en dichos experimentos. El número de metano se ha utilizado tradicionalmente para medir el knock del gas natural, que tiene una composición de diferentes gases lo que implica que no se establezcan relaciones lineales entre los elementos que componen el gas si no relaciones triangulares. En el caso de contener gases inertes es importante tenerlos en cuenta con los diagramas ternarios ya que influyen de manera que aumenten el número de metano incluso por encima de 100, esto implicaría que no se necesitase un upgrading que nos dé una proporción alta de metano ya que se podrían usar relaciones de compresión más altas.

- Determinación de forma experimental

Cuando se requiere comprobar la calidad de un combustible se utilizan motores estandarizados, en los casos donde se mide el número de metano el motor estándar suele ser un F-2 CFR (Cooperative fuel research), para determinar el número de metano de forma experimental uno de los procedimientos a seguir es el siguiente[18]:

1. Hacer funcionar el motor hasta estabilizarlo en las condiciones de la Tabla 12.
2. Cambiar el suministro de combustible para probar el gas.
3. Ajustar la relación de compresión para escuchar la detonación.
4. Barrido de AFR(relación aire/combustible) para la máxima detonación
5. Ajustar la detonación para obtener un KI de 50.
6. Guardar los datos del motor y GC

7. Comenzar a trabajar el motor con la mezcla de referencia
8. Una vez estabilizado observar KI, ajustar la mezcla hasta KI=50, si es menor que 50 incrementar la concentración de hidrogeno en la referencia.
9. Guardar los datos del motor y GC
10. Una vez la mezcla de referencia apropiada se ha determinado, el NM es igual al porcentaje de metano en la mezcla de referencia.

**Tabla 12. Condiciones de operación motor CFR [18]**

Velocidad	900 rpm
Temperatura del aceite	54-60°C
Temperatura del refrigerante	95°C
Encendido de bujía	15°C ABTDC

- Método AVL.

Este método se encarga de determinar el número de metano, a partir de la composición química del gas natural.

El procedimiento es el siguiente:

1. El componente principal del gas es determinado. Los gases inertes (CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>) no son tenidos en cuenta al principio.
2. El gas reducido se convierte al 100% en volumen.
3. El resultado de la mezcla se divide en dos fracciones.
4. Estas dos fracciones son de nuevo normalizadas al 100% de volumen.
5. El número de metano es calculado a partir de los diagramas que se muestran en la Figura 25 y Figura 26.
6. Si el número de metano de ambas fracciones presenta una diferencia mayor que 3 se vuelven a hacer unas nuevas muestras, se vuelve al paso 3, si la diferencia es menor de 3 el número de metano es determinado con la Ec. 6.
7. Es importante tener en cuenta la influencia de los gases inertes (MN"). La influencia del CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub> se obtiene utilizando el diagrama de la Figura 27, donde se considera la participación total de gas que no contiene gases inertes. como metano. En el procedimiento AVL, los gases inertes CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub> se descartan, si sus concentraciones de volumen no exceden del dos y nueve por ciento, respectivamente.
8. El número total de metano puede entonces determinarse sumando MN' y MN''.

$$MN' = \frac{1}{100} \cdot \sum_{i=1}^n a_i \cdot MN_i \quad \text{Ec. 6}$$

$$MN = MN' + (MN'' - 100) \quad \text{Ec. 7}$$

La principal ventaja del estudio AVL es el amplio conjunto de datos experimentales que se pueden usar para modelar la correlación entre la composición de una mezcla de gases y su MN. Sin embargo, es problemático que el NM sea, por definición, derivado de experimentos muy específicos llevados a cabo hace más de cuarenta años con equipos que ya no están disponibles. Esto implica que datos adicionales y, en particular, experimentos llevados a cabo utilizando motores de combustión modernos no producen el MN sino un número de metano de servicio SMN. Por lo tanto, el conjunto de datos adicionales solo se puede incorporar relacionándolo con los datos originales en términos de la correlación MN-SMN.[19]

Las desventajas del procedimiento AVL son que en gran medida carece de ambigüedad con respecto a la elección de las submezclas y el uso de los diagramas ternarios en sí que producen una reproducibilidad comparativamente baja de números de metano derivados. Además, no se consideran explícitamente los hidrocarburos C<sub>n</sub>> 4 y la corrección del gas inerte solo se aplica para concentraciones relativamente altas de nitrógeno y dióxido de carbono. [19]

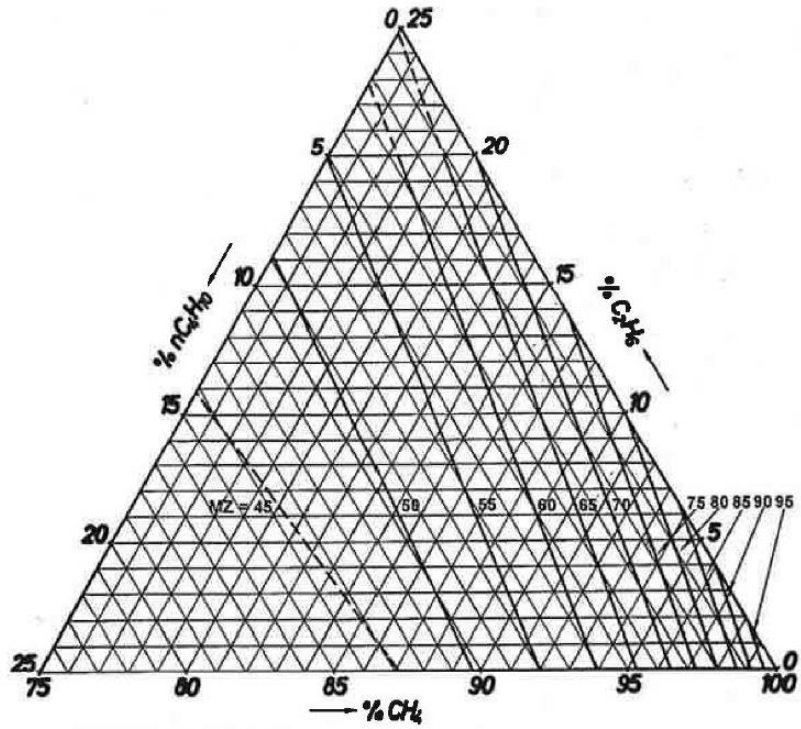


Figura 25. Diagrama ternario metano, etano y otros hidrocarburos. [20]

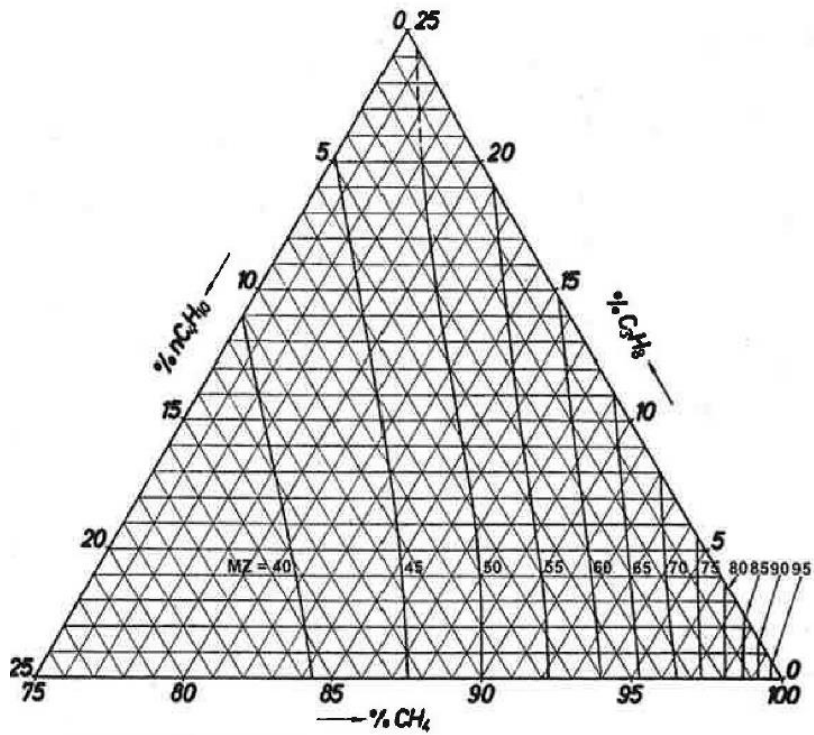


Figura 26. Diagrama ternario metano, propano y otros hidrocarburos. [20]



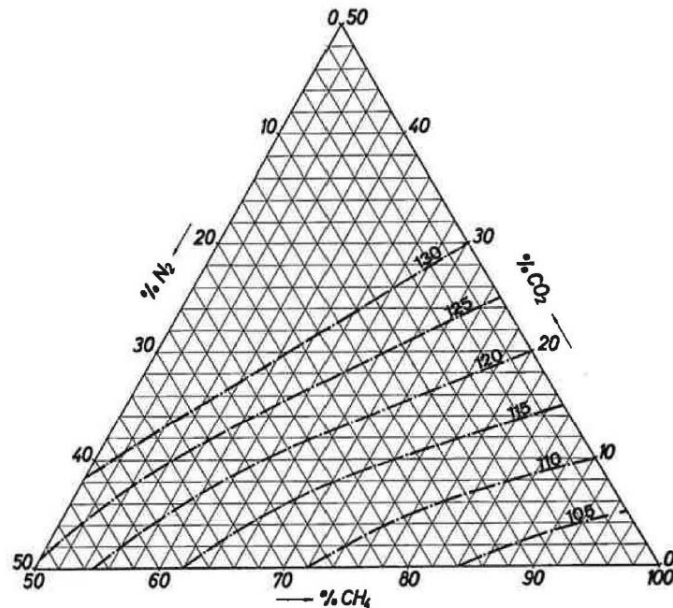


Figura 27. Diagrama ternario metano. CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>. [20]

- Método de MWM.

El método desarrollado por MWM [11] se puede ver como una versión modificada del método AVL original. Al igual que con el método AVL, la mezcla inicial se reduce, se normaliza y se divide en submezclas que se vuelven a normalizar. El número de metano de la mezcla libre de gas inerte está determinado por la Ec. 6 mientras que el gas inerte corregido MN de la mezcla inicial MN sigue de la Ec. 7. Pero hay ciertas diferencias con el método AVL. [19]

Se reducen los factores de ponderación de la mezcla inicial para los pentanos (iso y normal) y C<sub>n</sub> > 5 hidrocarburos de 2.3 y 5.3, respectivamente, se utilizan para explicar la influencia de los hidrocarburos superiores en el número de metano. En segundo lugar, las submezclas se eligen según las reglas de selección específicas mencionadas en el proyecto de norma europea (European Committee for Standardization, prEN 16726:2015. Gas infrastructure – quality of gas – group H. Brussels; July 2015.). El proceso de selección se ha completado cuando todos los componentes están presentes en al menos dos submezclas. La modificación más importante es que el número de metano de las submezclas no se determinan mediante el uso de diagramas triangulares del estudio AVL, sino que se calculan usando una ecuación polinómica. Además, el MN' está determinado por Ec. 7, pero la diferencia en MN ΔMN entre las submezclas se minimiza usando un procedimiento numérico. [19]

El MN ficticio, MN'', " se calcula para una mezcla de metano - nitrógeno - dióxido de carbono que contiene solo dióxido de carbono y metano " es decir una mezcla binaria reescalada de metano / dióxido de carbono. Con este método, siempre se aplica la corrección del gas inerte, independientemente del contenido de nitrógeno y dióxido de carbono. [19]

Este método, reduce la inconsistencia del método AVL al minimizar el ΔMN de las submezclas y al usar ecuaciones polinomiales en lugar de los diagramas ternarios originales. Los pentanos y los hidrocarburos C<sub>n</sub> > 5 se consideran explícitamente, aunque solo mediante la introducción de factores de escala. Siempre se aplica una corrección de gas inerte, aunque de una manera diferente a la del procedimiento AVL. [19]

La mayor desventaja del método MWM es que se ha desarrollado en motores grandes que trabajan con mezcla pobre y aún no se ha probado en motores de automóviles. Lo que implica, que los resultados derivados para un tipo de motor no se pueden aplicar directamente al otro tipo. Una desventaja adicional es que la rutina de cálculo del método MWM es menos transparente que el método AVL. [19]

- Algoritmo DGC

Este algoritmo está basado en el método de AVL, trata de determinar el número de metano en dos fases, primero el número de metano sin tener en cuenta la contribución de los gases inertes y luego se le añade la contribución de estos. [20]

$$MN = MN_{\text{sin gases inertes}} + MN_{\text{gases inertes}} \quad \text{Ec. 8}$$

En la primera fase se calcula el número de metano únicamente con el método AVL ya mencionado. Para determinar la contribución de los gases inertes se utiliza el diagrama de la Figura 27, y se interpola a través de una ecuación que tiene diferentes constantes que ya vienen proporcionadas. [20]

Este algoritmo tiene algunas limitaciones, debe usarse con gases que tengan un número de metano superior a 45 y no puede usarse para un gas que tenga más de un 30% de CO<sub>2</sub> y el de N<sub>2</sub> no puede ser superior al 50% en volumen. [20]

En la Tabla 13, se ve el número de metano de diferentes mezclas de gases.

Tabla 13. Número de metano de distintos gases. [21]

Gas type	Methane number
Methane	100
Ethane	44
Propane	32
Butane	8
Hydrogen	0
Carbon monoxide	75
Biogas (60% methane, 40% CO <sub>2</sub> )	140

La importancia de un buen número de metano reside en que mejora la eficiencia del motor al poder trabajar con mayores relaciones de compresión. Teniendo en cuenta los diagramas anteriores para un biometano entre el 97,5% de metano y el resto de CO<sub>2</sub> el número de metano estará ligeramente por encima de 100.

### 3 Distribución y suministro

La distribución del biometano debe hacerse de forma similar a la distribución del gas natural, en este apartado se hablará de cómo se distribuye el gas natural que será la base a seguir para distribuir el biometano. También se incluye en este apartado la compresión del gas natural y biometano.

#### 3.1 Transporte vía licuefacción

El gas natural puede ser licuado reduciendo su temperatura a entre  $-164^{\circ}\text{C}$  a  $-161^{\circ}\text{C}$ , con esto se consigue reducir en 600 veces el volumen que ocupa el gas en su estado natural. El 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  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  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 y un porcentaje depende del caso nulo de  $\text{CO}_2$ , 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. Como ejemplo se muestra el principio del proceso MFC (Mixed fluid Cascade) en la Figura 28. Este proceso contiene tres ciclos de enfriamiento que son pre-enfriamiento, licuefacción, y subenfriado gaseoso. Para reducir la cantidad de energía necesaria, incrementar la flexibilidad y reducir la demanda del sistema se usan diferentes mezclas de refrigerantes, que pueden ser usadas en varios circuitos. Estas mezclas de refrigerantes suelen estar compuestas por metano, etano, propano y nitrógeno. En el caso del biometano se buscara una mezcla de gases que tenga una temperatura de evaporación inferior a la del biometano. [22]

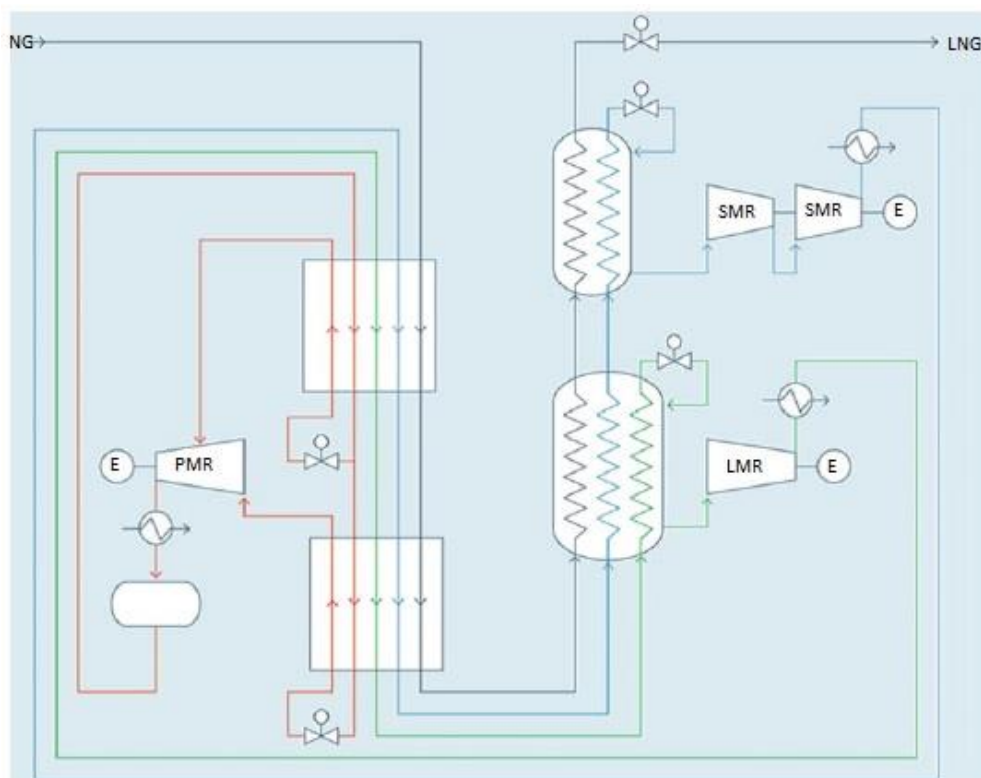


Figura 28. Diagrama del proceso MFC (PMR precooling mixed refrigerant, LMR liquefaction mixed refrigerant, SMR subcooling mixed refrigerant) [22]

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. Normalmente 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 costos más reducidos para distancias entre 5.000 y 8.000 km que usando una red de transporte por tuberías (gaseoductos). [22]

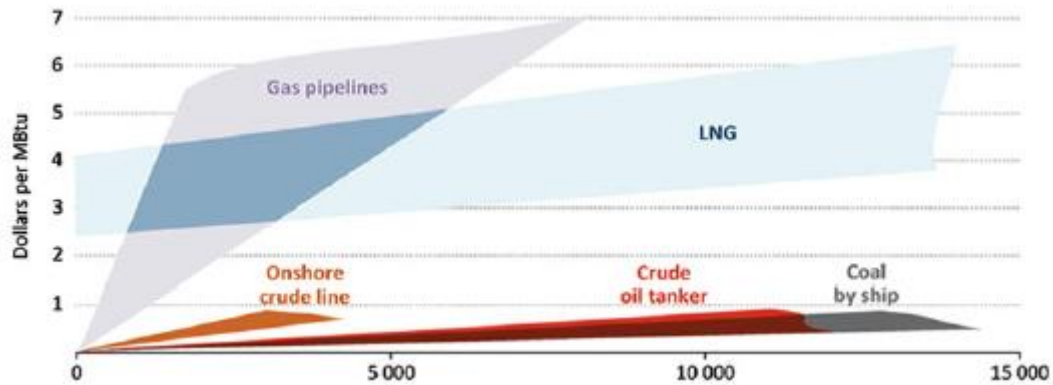


Figura 29. Costes específicos de transporte de combustibles [22]

Para regasificar el gas, el LNG, primero se bombea a la presión requerida y luego se vaporiza con el uso de intercambiador de calor, además se odoriza el gas. [22]

### 3.2 Transporte de gas natural en gaseoductos.

La mayoría del gas natural se transporta a través de tuberías desde los campos de gas natural hasta los consumidores. Se suele hacer una distinción entre las redes que transportan el gas natural a grandes distancias y las redes de distribución al consumidor final. Por lo general la presión de operación de los gaseoductos es de alrededor de 100 bar. [22]

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.[22]

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. Primero, 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. [22]

### 3.3 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 (LNG) para estar 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 a aproximadamente 200 bar.[22]

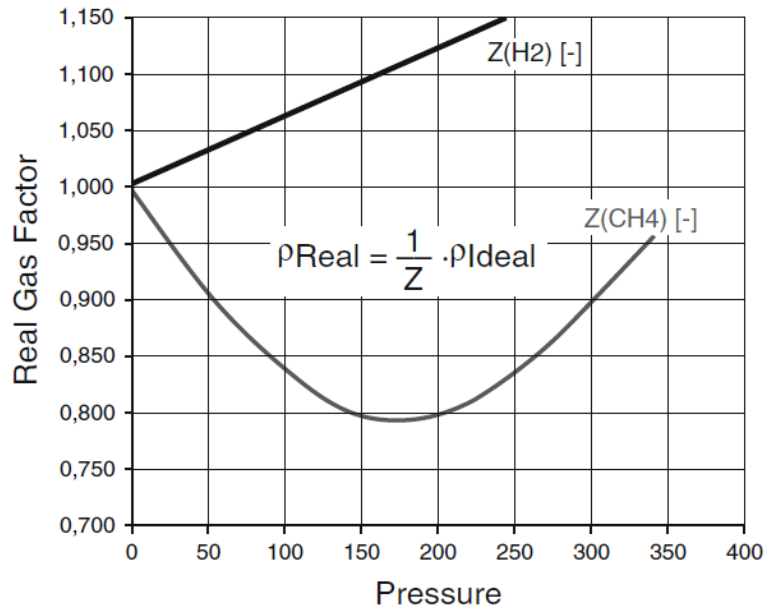


Figura 30. Factor de compresibilidad del hidrógeno y del metano[22].

Esto quiere decir que la densidad real es mayor que la calculada a partir de la ley de gases ideales. Como se observa en la Figura 30, este factor es de aproximadamente 0,8 para el metano a 200 bar, que es el componente principal del biometano. El inconveniente del uso del GNC, aplicable de forma similar al biometano es su baja densidad energética. [22]

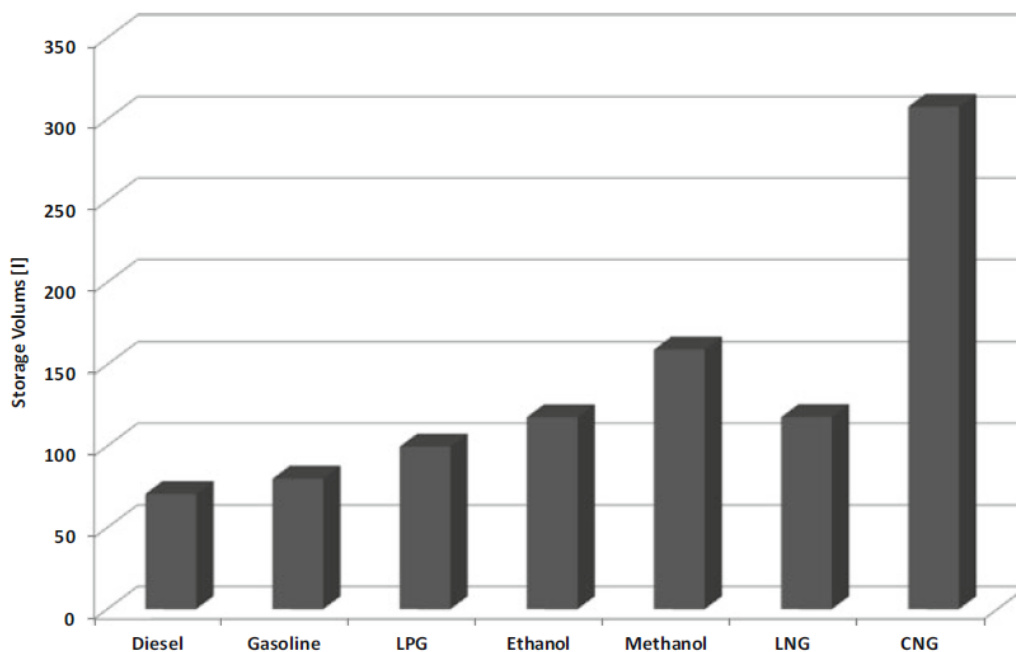


Figura 31. Volumen que ocupan diferentes combustibles para almacenar 250 MJ[22].

Para calcular la energía necesaria para la compresión se utiliza la **Ec. 9** donde a través de una tabla se obtienen los valores de  $C_p$  para los diferentes gases.

$$\text{Trabajo compresión} = \frac{(h_2 - h_1)}{\eta} = \frac{C_p \cdot (T_2 - T_1)}{\eta} \quad \text{Ec. 9}$$

La temperatura a la que se produce la compresión se calcula con la **Ec. 10**, es necesario aclarar que se tomarán la misma temperatura final tanto para el metano como para el dióxido de carbono.

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \quad \text{Ec. 10}$$

**Tabla 14. Calores específicos Metano. [23]**

T (K)	Cp (J/(K·mol))	Cp (kJ/(K·kg))
0	0,00	0,00
100	33,26	2,07
200	33,47	2,09
250	34,22	2,13
298,15	35,64	2,22
300	35,71	2,23
350	37,87	2,36
400	40,50	2,52
450	43,37	2,70
500	46,34	2,89
600	52,23	3,26
700	57,79	3,60
800	62,93	3,92
900	67,60	4,21
1.000	71,80	4,48
1.100	75,53	4,71
1.200	78,83	4,91
1.300	81,74	5,10

**Tabla 15. Calores específicos dióxido de Carbono. [23]**

T (K)	Cp (J/(K·mol))	Cp (kJ/(K·kg))
0	0,00	0,00
100	29,21	0,66
200	32,36	0,74
298,15	37,13	0,84
300	37,22	0,85
400	41,33	0,94
500	44,63	1,01
600	47,32	1,08
700	49,56	1,13
800	51,43	1,17
900	53,00	1,20
1.000	54,31	1,23
1.100	55,41	1,26
1.200	56,34	1,28
1.300	57,14	1,30

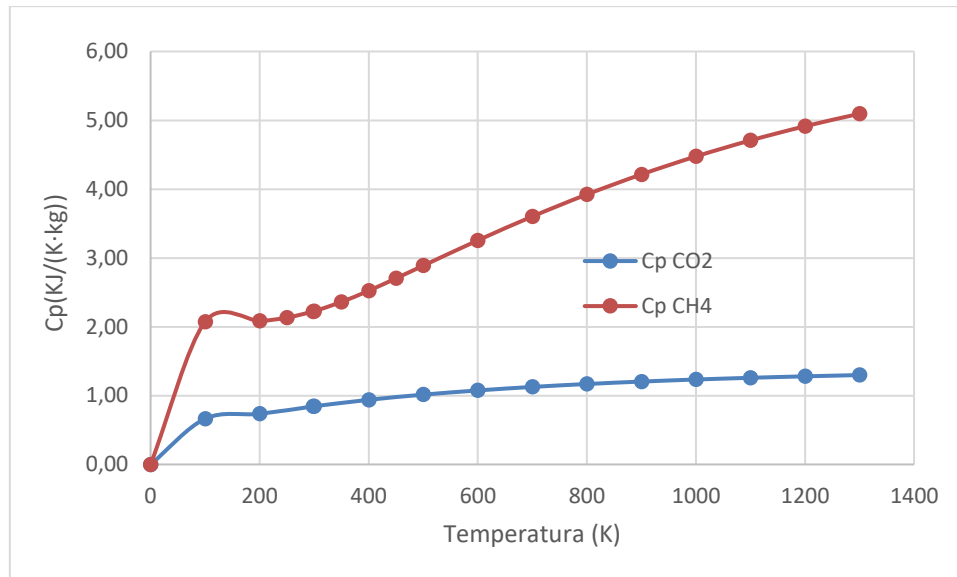


Figura 32. Calores específicos CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>

Como se puede deducir de la gráfica que se muestra en Figura 32 se puede observar que el trabajo para comprimir el metano será notablemente superior que para comprimir el dióxido de carbono, por lo tanto en un gas con una concentración alta de dióxido de carbono se reduce el trabajo de compresión, esto siempre suponiendo que la temperatura del CO<sub>2</sub> y del CH<sub>4</sub> sea la misma ya que ambos son parte de la misma mezcla de gas (biometano), aunque esta suposición no es completamente correcta si hubiese una gran cantidad de dióxido de carbono podría alterarse la temperatura T<sub>2</sub> ya que si disminuye C<sub>p</sub> a

u

m

e

n

t

a

$\gamma-1$  debido a que  $\gamma-1=R/C_p$ , entonces al aumentar T<sub>2</sub> (ver  $T_2=T_1 \cdot P_2^{1/\gamma}$  Ec. 10) aumenta también el trabajo de compresión (ver  $Trabajo\ compresión = \frac{h_2-h_1}{\eta} = \frac{C_p \cdot (T_2-T_1)}{\eta}$  Ec. 9), por ello solo es posible esta suposición cuando la proporción de CO<sub>2</sub> es baja.





## 4 Funcionamiento de un autobús con gas natural

### 4.1.1 Esquema de un vehículo a gas natural

El motor de un autobús con gas natural sigue el mismo principio que un motor de gasolina. Funciona con un ciclo de Otto, lo cual implica que se necesite una bujía para iniciar la ignición. En la Figura 33, se muestra un vehículo que, aunque no es un autobús, sirve para mostrar los principales elementos de un vehículo que funciona con gas natural.[24]

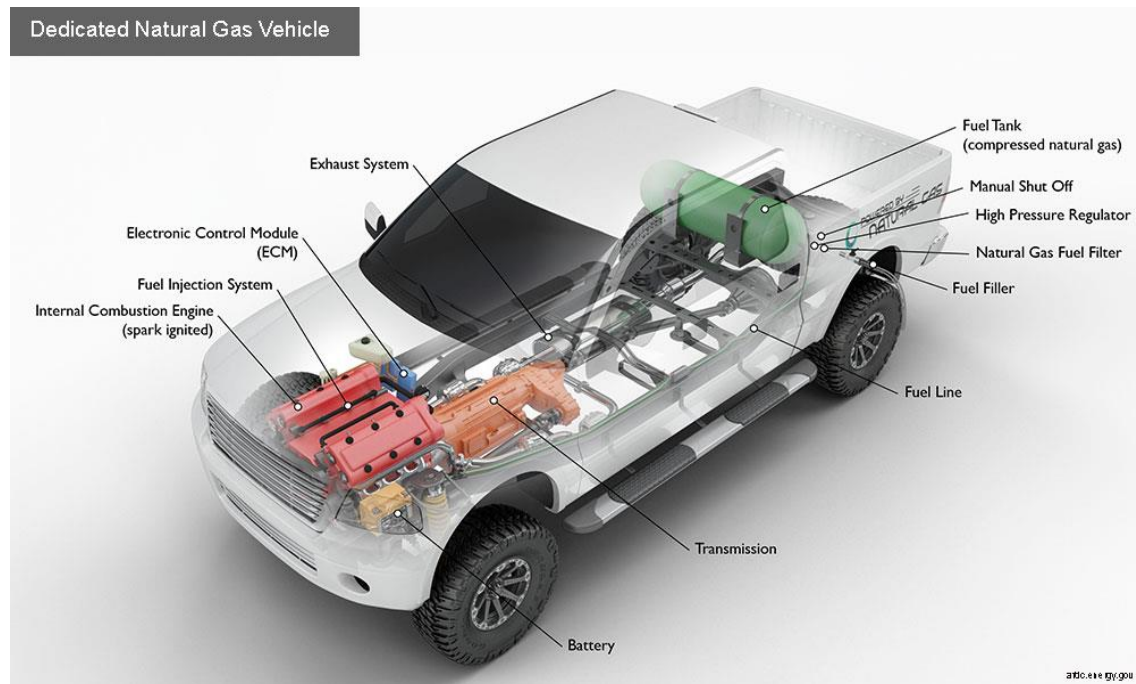


Figura 33. Componentes de un vehículo con gas natural [24]

Los elementos que lo componen son[24]:

1. Batería: La batería provee al vehículo de electricidad para arrancar el motor, y suministrar electricidad al resto de elementos electrónicos del motor.
2. Módulo electrónico de control (ECM) o calculador. El ECM, controla las prestaciones del motor, la economía del combustible, y emisiones. Protege al motor de un uso incorrecto y supervisa el funcionamiento del vehículo.
3. Sistema de escape: Canaliza los gases de escape del motor a través de los tubos de escape.
4. Boca de llenado: boquilla para llenar el tanque de combustible.
5. Sistema de inyección de combustible: Este sistema introduce el combustible en el interior de la cámara de combustible para su ignición.
6. Línea de combustible: Son los conductos que van desde el tanque hasta el sistema de inyección, pueden ser tubos de metal o una manguera flexible, o una combinación de ambos.
7. Tanque de combustible: en estos vehículos es un tanque donde se almacena el gas natural a una presión de alrededor de 200 bar.
8. Regulador de alta presión: Reduce y regula la presión del combustible que sale del tanque, reduciéndolo hasta el nivel de presión que requiere el sistema de inyección de combustible del motor.
9. Motor de combustión interna (encendido por chispa): el combustible se inyecta en el colector de admisión o la cámara de combustión y se combina con aire, y la mezcla resultante se enciende por la chispa de una bujía.

10. Apagado manual: elemento que permite cortar manualmente el suministro de combustible.
11. Filtro de combustible de gas natural: Atrapa las impurezas como suciedad y partículas para evitar que obstruyan los componentes críticos del sistema de combustible, como los inyectores de combustible.
12. Transmisión: la transmisión transfiere la potencia mecánica del motor y / o del motor de tracción eléctrica para impulsar las ruedas.

#### **4.1.2 Sistema de almacenamiento y distribución en el vehículo.**

En Europa la normativa ECE R110 regula las características de almacenamiento del gas, y establece que en el depósito debe estar a 200 bar y a 15°C. [22]

- **Boca de llenado**

El acoplamiento entre la estación de llenado y la boca de llenado no permite que haya fugas al ambiente, la presión que hay en la línea de llenado regresa a la estación de llenado justo al terminar el llenado. Las partículas superiores a 50  $\mu\text{m}$  se filtran antes de llegar al depósito, estos filtros suelen consistir en metal sinterizado o un filtro de malla de metal o una hoja de metal con micro orificios formados por láser. En la boca de llenado también existe una válvula antirretorno que retiene el gas evitando que se emita al ambiente, hay diferentes sistemas para esto (tipo bola, tipo pistón, etc). La fuerza de cierre se puede aplicar con un resorte o con un imán. [22]

Otra de las cuestiones importantes a la hora de diseñar una boca de llenado son las frecuencias de resonancia, al pasar un gran caudal a alta presión, se pueden producir resonancias con las frecuencias naturales que causen problemas de ruido y vibración, que esto se produzca puede reducir la percepción de calidad para un cliente. Normalmente se usan simulaciones de CFD y FEA (Finite element analysis), para verificar el llenado y la resistencia a fatiga, para luego verificarse utilizando un prototipo real. Es necesario un diseño que monitorice el proceso de llenado ya que un fallo en el sistema de llenado puede acarrear consecuencias más graves. [22]

- **Tuberías y conectores**

Las tuberías de alta presión tienen una conexión auto centrada y estanca. Las tuberías deben de diseñarse para que su instalación sea repetible y sin tensiones. Cuando existan múltiples tanques estos pueden estar interconectados mediante una tubería intermedia. El material normalmente usado es AISI 316 Ti (14571) utilizado en tuberías y AISI 316L (14404) para los conectores. Para alcanzarse un llenado óptimo el caudal debe distribuirse uniformemente entre los diferentes tanques, este proceso debe llevarse a cabo así para que las presiones en el interior de cada tanque sean las mismas, y previene que en el arranque se produzca un ruido no deseado ya que en este momento las presiones entre tanques se igualarían. Para hacer un dimensionamiento adecuado de las tuberías, número de codos, sección, geometría de entrada y salida de la válvula al tanque, se suele usar un software CFD, y verificarlo luego con prototipos. [22]

- **Válvula del tanque**

Las válvulas del tanque sirven para llenar los tanques y para alimentar el gas natural del motor, también mantiene los tanques cerrados cuando no está en uso el motor.

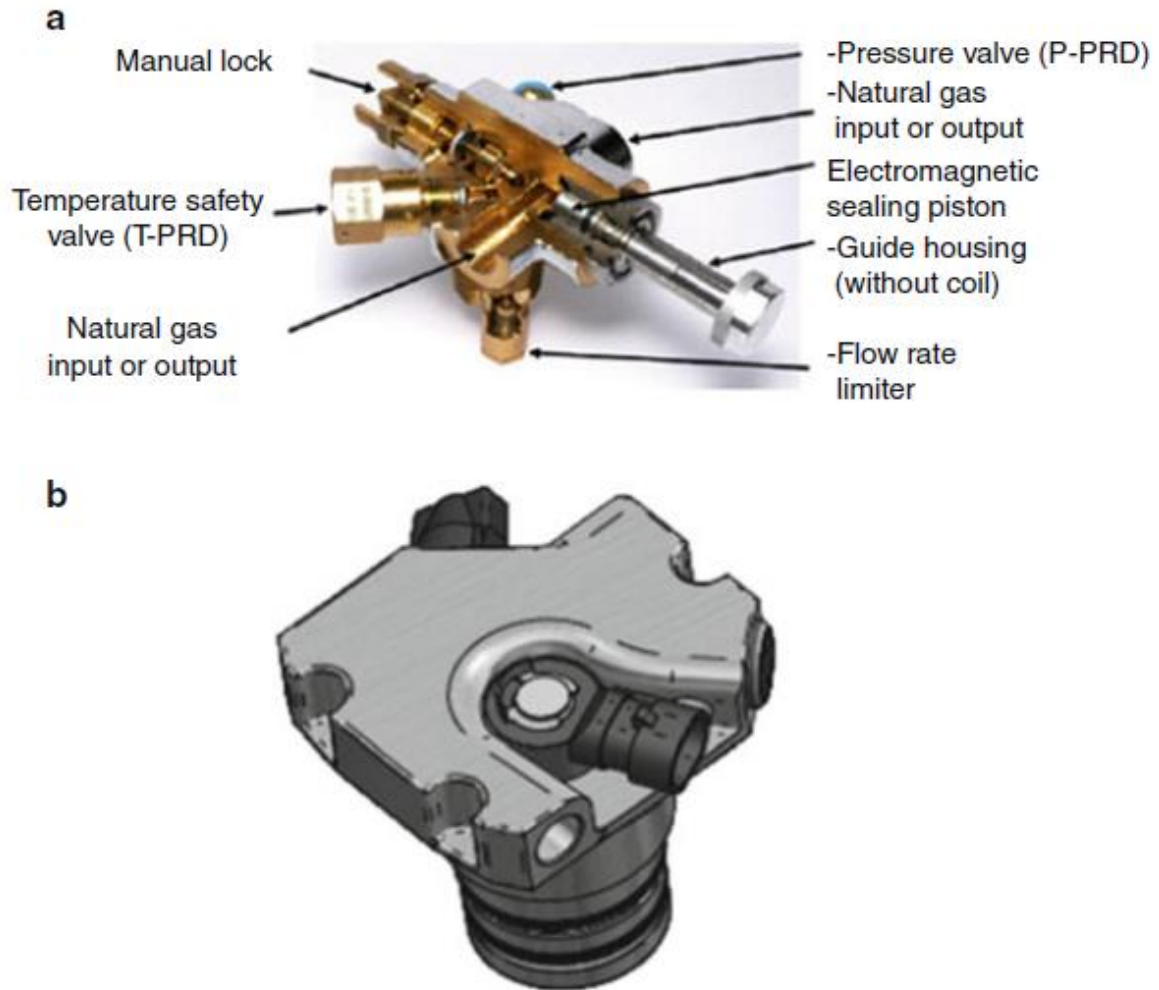


Figura 34. (a) Sección de una válvula de tanque externa , (b) válvula de tanque interna [22]

Los tanques están protegidos de altas temperaturas a través de la válvula (T-PRD) y, de una alta presión (P-PRD). Las válvulas del tanque deben evitar una liberación repentina del gas debido a una explosión del tanque. En el proceso de llenado, el caudal de gas pasa por una válvula de retención en el conjunto de la válvula del tanque que impide que el tanque se vacíe por un caudal de retorno. La válvula de retención puede colocarse en un canal de llenado separado. En este caso, la extracción de gas del tanque se consigue mediante un canal de alimentación separado y una válvula de cierre, accionada por un solenoide. Normalmente, la válvula de retención y la válvula de cierre se realizan en un diseño combinado dentro de un solo canal para el llenado del tanque y la alimentación del motor. La válvula de solenoide debe poder abrirse cuando existe una diferencia de presión al nivel de la presión de operación más alta del tanque. Es necesario que se dimensione adecuadamente el diámetro interior de la abertura de la válvula para poder asegurar el caudal de gas necesario que reclama el motor. Sin embargo, la fuerza de accionamiento necesaria para la apertura no puede ser suministrada por un solenoide. Para ello se hace una pequeña apertura pilotada que iguala la presión entre el tanque y el sistema de tubería hacia el motor. Después de eso, la fuerza del solenoide puede abrir la sección completa. Debe garantizarse un sellado duradero, por lo que debe investigarse mediante técnicas de simulación CFD / FEA ya mencionadas y comprobaciones con ciclos de llenado real a fin de verificar la estanqueidad de por vida. Para el mantenimiento o en caso de emergencia, hay una válvula de cierre manual, que se coloca dentro de la válvula del tanque en un lugar donde el tanque se puede cerrar independientemente de la posición de la válvula solenoide. En el interior del tanque, la válvula tiene un limitador de caudal, que, en caso de una fuga significativa en el sistema de tuberías, como una rotura de la tubería, limita el caudal a un mínimo. Para conseguir esto, se utiliza un cuerpo de cierre accionado por resorte que se mueve a la posición de cierre por las fuerzas del caudal alto que están presentes en ese caso. Como

dispositivo de seguridad, un fusible térmico (T-PRD) se dispara a una temperatura de 110 °C y libera el contenido del tanque en el medio ambiente sin necesidad de volver a cerrarlo. Un fusible de sobrepresión (P-PRD) se dispara irreversiblemente dentro de una ventana de sobrepresión en relación con la presión nominal. [22]

- **Tanque**

Actualmente los tanques de gas son uno de los mayores gastos dentro del sistema de gas de un vehículo, se han establecido 4 tipos distintos de tanques que se enumeran a continuación.

- Tipo 1

Estos tanques de gas tipo 1 están hechos de metal y son homogéneamente isotrópicos, generalmente hechos de acero tratado térmicamente. El material de la tubería, por ejemplo, puede rotarse alrededor de su eje longitudinal y los rodillos guiados pueden cerrar los extremos de la tubería formados en caliente pudiendo dejar o no una abertura para la válvula del tanque. Debido a la compresión del material, el espesor de la pared en el extremo aumenta, aunque no es necesario, ya que la distribución de tensión favorable en esta área no lo requiere. Los tanques también se extraen del material de la placa o se forman a partir de bloques mediante extrusión de impacto inverso seguido de un proceso de laminación en caliente de la sección cilíndrica. Incluso después de estos procesos, el lado de la válvula debe cerrarse girando, sin embargo, el lado inferior es de paredes finas, liviano y sin el problema de cerrar el área herméticamente por centrifugado si no se requiere apertura. Las tensiones en el casquete casi esférico son aproximadamente las mismas en todas las direcciones y del nivel que la tensión longitudinal en el área cilíndrica. La absorción de energía en caso de un choque con tensión de ruptura superior al 10% para el acero tratado con calor es una ventaja. La eficiencia de llenado termodinámico es favorable: la alta conductividad térmica guía el calor de compresión rápidamente hacia el ambiente. La transmisión de calor hacia el T-PRD en el caso de un incendio se produce a través de la carcasa del tanque de alta conductividad y la masa de gas que se calienta rápidamente. El alto peso (aproximadamente 0.9-1.0 kg / l con acero) y la posible sensibilidad a la corrosión son un inconveniente. [22]

- Tipo 2

Aquí el material compuesto no cubre toda la carcasa del tanque, sino solo el área cilíndrica. Existe el riesgo de corrosión en una brecha capilar entre el casco metálico interno, principalmente de acero, y el compuesto exterior. La carga longitudinal de acuerdo con la Fórmula del recipiente todavía necesita ser transportada por el cuerpo metálico, ya que los aros que envuelven el área cilíndrica son efectivos solo para la carga circunferencial. Este tipo de tanques apenas se usan. [22]

- Tipo 4

Estos tipos de tanque están reforzados con fibra y eliminan algunas de las desventajas del tipo 1 como el alto peso y riesgo de corrosión. Este tipo de tanque reduce el peso a aproximadamente 0.35 kg / l, lo que permite realizar tanques de un mayor tamaño que dan una autonomía más competitiva, mientras que los tanques de acero de este tamaño crearían problemas de fatiga en el área de montaje. Además, el bajo peso del tanque significa menos peso en los soportes del tanque, que hace que sean más baratos. En general, el resultado es un menor consumo de combustible, mejores emisiones de CO<sub>2</sub> y una dinámica de conducción mejorada. El recubrimiento está hecho de plástico como HDPE o poliamida. El objetivo es reducir la permeabilidad al metano. Dichos revestimientos se fabrican normalmente por soplado, esto puede producir un solapamiento del material en las áreas extremas de menor diámetro de la cubierta del revestimiento. En estas llamadas "líneas de pellizco", la superposición de material se suelda durante la formación del golpe. La estanqueidad a los gases de las líneas de pellizco es muy dependiente de los parámetros de fabricación, como por ejemplo la humedad del granulado de poliamida durante la extrusión o la temperatura del material durante la conformación por soplado. Son áreas potenciales de problemas. Por lo tanto, se recomienda fabricar revestimientos sin líneas de pellizco con medios de superficie lisos continuos sin interrupción geométrica. El herramental y el proceso de conformado por soplado deben adaptarse a esto. Debe tenerse en cuenta que el área de unión entre el plástico de revestimiento y el núcleo de metal no está expuesta a la presión interna del tanque. Si está en el área de la presión interna,

esta costura se puede separar a medida que el frente de presión se arrastra dentro de ella, lo que puede provocar fugas externas. Por lo tanto, se recomienda que el sellado de la válvula del tanque este en contacto con la superficie del revestimiento. Para soportar la presión interna el revestimiento se envuelve en capas de fibras de refuerzo que tienen múltiples direcciones y están incrustadas normalmente en plástico termoestable. Para transportar la alta carga en la dirección circunferencial, las llamadas envolturas de aro, se realizan en el área cilíndrica del tanque. La carga en la dirección longitudinal es soportada por las llamadas envolturas helicoidales con paso muy grande que también se envuelven alrededor y por lo tanto cubren los extremos del forro hasta los extremos. Se debe prestar especial atención a la transición entre la forma cilíndrica y el área de los extremos, los llamados hombros, en términos de diseño en el caso de accidentes. El área del hombro tiene una reducción abrupta en la estructura de envoltura que conduce a un cambio en la rigidez con un estrés incrementado localmente. Esto se complica debido a que la alta carga circunferencial del área cilíndrica aún perturba el hombro cercano ya que no se desvanece por completo. Para la validación del diseño, se realizan pruebas de caída hacia el área del hombro con las pruebas posteriores de explosión hidrostática. Si es necesario, se debe aplicar protección contra impactos adicional. [22]

#### - Tipo 3

Estos tanques tienen una barrera de revestimiento de metal hermética a los gases, la mayoría de las veces hecha de aluminio, que también está completamente envuelta por fibra compuesta. Las afirmaciones sobre compuesto dadas para el tipo 4 también son válidas para el tipo 3, excepto el mayor uso de fibras C de módulo alto más rígidas para mitigar los problemas de fatiga del revestimiento durante el ciclo de presión hidráulica en las pruebas de homologación. La cantidad real de ciclos durante la vida del vehículo es mucho menor. Como contramedida, se realiza el llamado proceso Autofrettage, durante el cual el tanque se presuriza hidráulicamente justo por debajo del umbral de daño. La configuración de plástico del forro (de aluminio) causa un esfuerzo de compresión residual en su material, ya que es comprimido por el manto compuesto después de Autofrettage. La presión de gas interna en funcionamiento necesita superar primero la tensión de compresión, de modo que al final hay un nivel más bajo de tensión de tracción presente en el material de revestimiento, lo que tiene un efecto positivo sobre la fatiga. Los revestimientos de metal son más costosos que los forros de plástico, que es la razón por la cual se ha establecido este tipo de tanques en vehículos comerciales pesados, como autobuses. [22]

#### • Regulador de presión

Los reguladores de presión que ajustan la presión de inyección de gas natural para el motor deben cubrir todo el rango de presión de almacenamiento del tanque hasta en el caudal máximo requerido. En general, se instala un transductor de presión en la interfaz de combustible de alta presión para apoyar la indicación del nivel de combustible y el diagnóstico del sistema de almacenamiento. Un filtro de partículas y una válvula de cierre de alta presión que contiene una función de válvula piloto se incorporan también en la interfaz de combustible de alta presión. Los reguladores de doble etapa son los más comunes. En los reguladores mecánicos, ambas etapas se basan en la reducción de la presión mecánica. En los denominados reguladores eléctricos, la segunda etapa consiste en una válvula con un solenoide activado por modulación de ancho de pulso, regulado por un módulo de control. La presión de la etapa intermedia aguas abajo de la primera etapa del regulador reduce la presión suministrada del tanque hasta unos 20-30 bar. La segunda etapa realiza un ajuste fino de la presión deseada del rail del inyector. Los reguladores mecánicos o eléctricos tienen una presión de salida variable entre 200 y 1000 KPa (2-10 bar). Una válvula de seguridad con resorte evita que la sobrepresión de salida exceda los umbrales de alrededor de 15 bar. La válvula libera la sobrepresión temporalmente, de manera segura a la atmósfera. La tasa de fuga interna del regulador en el estado cerrado no debe exceder la suma de todas las tasas de fuga internas del inyector, para evitar la acumulación de presión entre la salida del regulador y el rail del inyector durante el estacionamiento del vehículo. Las presiones elevadas del rail del inyector pueden evitar la apertura del inyector. [22]

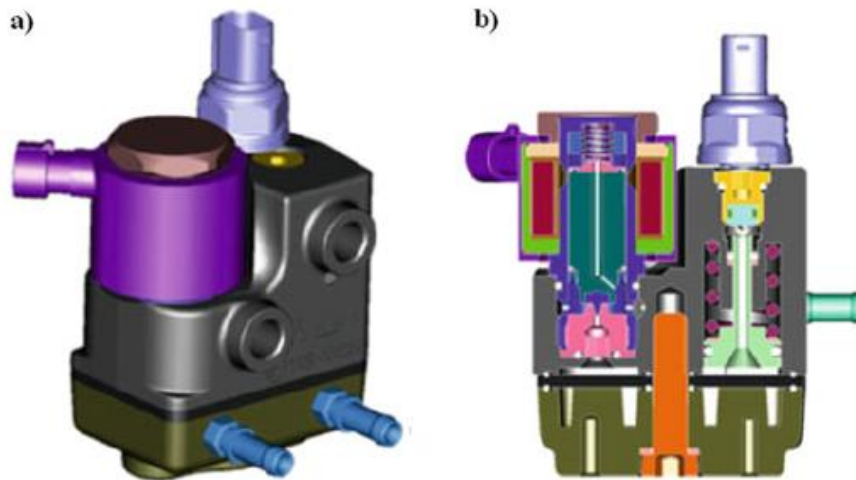


Figura 35. a) Regulador electrónico de presión b) Sección de un regulador de dos fases [22]

Los reguladores mecánicos representan el control de lazo cerrado en una sola unidad. La diferencia entre la presión atmosférica y la presión de operación del inyector está sujeta a diafragmas / pistones cargados por resorte, junto al diafragma / pistón hay una válvula asentada, que regula la presión de salida abriendo o cerrando. Cuando la presión de inyección excede la presión del colector, una tubería de referencia transfiere la presión del colector en lugar de la presión atmosférica al diafragma / pistón del regulador. Los reguladores de diafragma apenas experimentan fuerzas de fricción en contraste con los reguladores de pistón y tienen en general un mejor rendimiento de control. Son más voluminosos, lo que tiene un efecto negativo en un motor pequeño. Los reguladores electrónicos poseen el mejor rendimiento de regulación de presión cuando se combina con un controlador PID. La presión aguas abajo se puede ajustar independientemente a la carga del motor. Esto permite compensar los cambios en la calidad del combustible, que pueden identificarse mediante el control lambda, mediante la adaptación de la presión de salida del regulador. Este tipo de regulador se puede utilizar para muchos motores con diferente potencia nominal sin cambiar su tamaño, si el flujo másico máximo aún se ajusta. La adaptación está limitada a los parámetros de calibración. El dispositivo en sí mismo es muy compacto, ya que la regulación de la presión de la etapa intermedia se realiza mediante una etapa de regulador de pistón mecánico, sin incorporar ningún inconveniente y también la válvula controlada por PWM es una solución compacta. Este último sustituye, además, a la válvula de cierre del lado de alta presión, que es un componente común de los conjuntos de reguladores mecánicos. [22]

- **Filtro y separador de aceite**

El aceite puede acumularse en los inyectores. Las consecuencias van desde la desviación de la calidad de escape deseada hasta fallos en el rendimiento de control y manejabilidad. Se ha observado aceite en sistemas de almacenamiento de gas natural comprimido con alto kilometraje y su origen son los compresores de gas de estaciones de servicio. Un mantenimiento insuficiente del compresor y un tiempo de operación prolongado dará como resultado que cantidades elevadas de aceite de lubricación ingresen a la cámara de compresión. Este contenido de aceite se evapora principalmente en el gas comprimido durante el proceso. El vapor de aceite y algunos aerosoles de aceite líquido pueden entrar al sistema de almacenamiento del vehículo durante el repostaje. El contenido de aceite evaporado se condensará cuando esté sujeto a una descompresión significativa del gas. Por un lado, esto sucede cuando la presión cae en el sistema de almacenamiento, por otro lado, con presiones altas del sistema aguas abajo de la regulación de presión da como resultado las consecuencias mencionadas anteriormente. El aceite se separa con el mínimo esfuerzo entre el regulador de presión y el motor, en dos etapas de separación. En la primera etapa, el aceite se separará gravimétricamente, luego el flujo de gas natural se desviará fuertemente y se dirigirá a la segunda etapa. Allí los medios filtrantes separan los aerosoles de aceite

restantes, así como las partículas. Aguas abajo de este componente, el gas está libre de aceite y partículas. [22]

- **Conductos de baja presión**

Las tuberías flexibles de baja presión suministran la demanda de gas natural en el rail del inyector del motor. Aísla el movimiento del motor de los componentes montados en el cuerpo del vehículo, como el separador de aceite / unidad de filtro o el regulador de presión. La rigidez de la tubería y de los puntos de fijación, además de la fijación en la ubicación del sitio del vehículo de los componentes de interfaz, deben diseñarse de manera que se evite la transferencia de vibración al vehículo y al sistema de almacenamiento de combustible. La tubería flexible de baja presión debe resistir los impactos térmicos y mecánicos que se producen debido a su cercanía al motor. Su construcción en general es un diseño de varias capas, que consta de una capa interna, media y una externa. La capa interna es responsable de mantener la penetración baja; el HNBR es un material bastante usado para realizar esta capa. La capa intermedia, es una malla de poliamida / nylon, poliéster o algodón, y debe garantizar presiones de hasta 30 bar. Para proteger contra el impacto mecánico y de temperatura y para resistir el impacto químico de medios como aceite, grasa, ácido de batería u otros y del medio ambiente, la capa externa suele fabricarse de NBR. Se usan conectores de lengüeta y abrazaderas de manguera o conexiones de tubería con sellos metálicos cónicos y tuercas para asegurar que el sistema es estanco.[22]

#### 4.1.3 Funcionamiento de un motor a gas

La mayoría de motores de gas natural se tratan de motores de gas de encendido por chispa. Hay dos concepciones fundamentalmente diferentes de la combustión, que se pueden distinguir por la relación aire-combustible  $\lambda$ :

- Motores operados con una tasa de combustible estequiométrica ( $\lambda=1$ ) equipada con un catalizador de 3 vías.
- Motores de combustión pobre ( $1.66 \leq \lambda \leq 1.74$ ) que muestran bajas emisiones de gases de escape sin procesar.

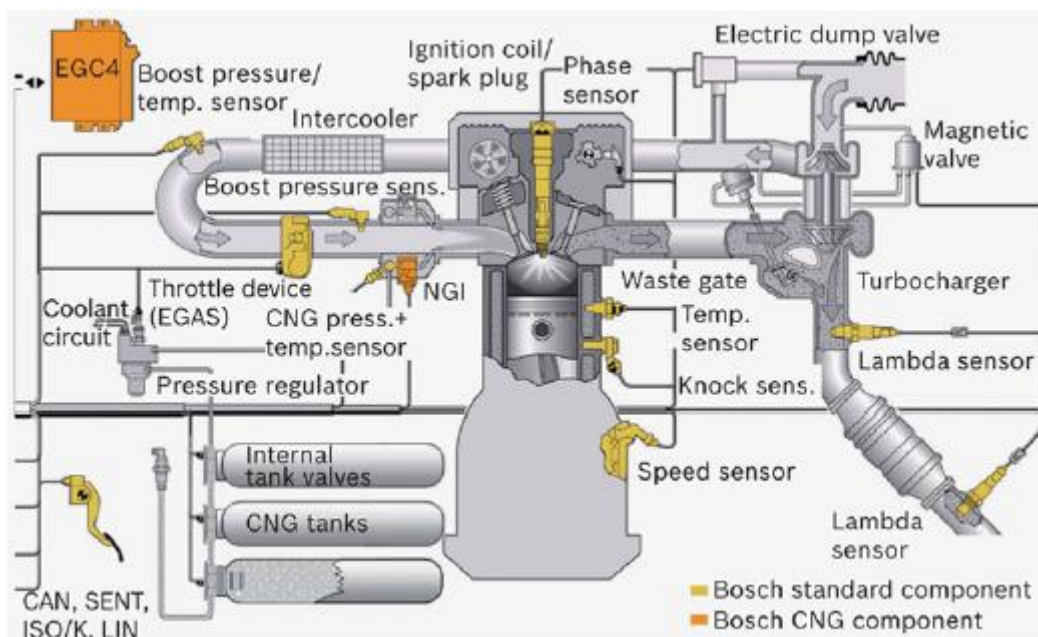


Figura 36. Sistema de gas natural para vehículos comerciales con encendido por chispa [22]

Cuando se aumenta el exceso de aire, la velocidad de la llama laminar del gas natural es claramente más alta que el de la gasolina. Esto hace que los motores de gas natural trabajen bien con combustión pobre, y compensar la falta de potencia trabajando en mezcla pobre con sobrealimentación. Los motores

de los automóviles de pasajeros se operan utilizando una relación estequiométrica de combustión-aire que permite la aplicación de un catalizador regular de tres vías que incluye control lambda (oxígeno). Los motores que funcionan con biogás( $\neq$ biometano) no trabajan bien en mezcla estequiométrica por la cantidad de impurezas que tienen y trabajan en mezcla pobre. [22]

El motor de gas de encendido provocado debe caracterizar el control de la cantidad de mezcla, la generación de mezcla de combustible externa y la combustión premezclada. La presión de inyección de gas dentro del cilindro debe ser mayor que la presión de aire de admisión. Los motores de gas modernos funcionan por tanto con una mezcla de combustible homogénea y estequiométrica, y que también se aprovechan de las ventajas de la inyección directa como los motores de gasolina de última generación. [22]

- **Bujías**

El GNC es más difícil de inflamar en comparación con la gasolina. Esta es la razón por la cual es necesario un voltaje de encendido superior. En las bobinas de encendido, el aumento de la tensión de encendido debe mantenerse dentro de un límite. Además, debe prevenirse la corrosión en caliente, la disminución del desgaste de los electrodos y lo más importante prevenir la sobrecarga térmica de las bujías. Para esto, se aplican metales nobles, un electrodo central con una punta fina de una aleación de iridio y una pequeña placa insertada en el electrodo de tierra. La forma debe apoyar una propagación óptima del frente de la llama. La clasificación de calor de la bujía, su capacidad de calor y su capacidad de disipación de calor se adaptan a la carga térmica más alta del modo de funcionamiento de un motor GNC, mejorando el diseño del aislador de bujía y la superficie de transferencia de calor, así como una elección adecuada del material. Las bujías para motores GNC es tienen un aislante alrededor del electrodo central y conducen más calor por el hilo de la bujía. Un núcleo de cobre en el electrodo central mejora la disipación de calor. Otras medidas a tener en cuenta en el diseño de las bujías son las medidas para la reducción de depósitos por la combustión y un revestimiento para una mejor protección contra la corrosión. [22]

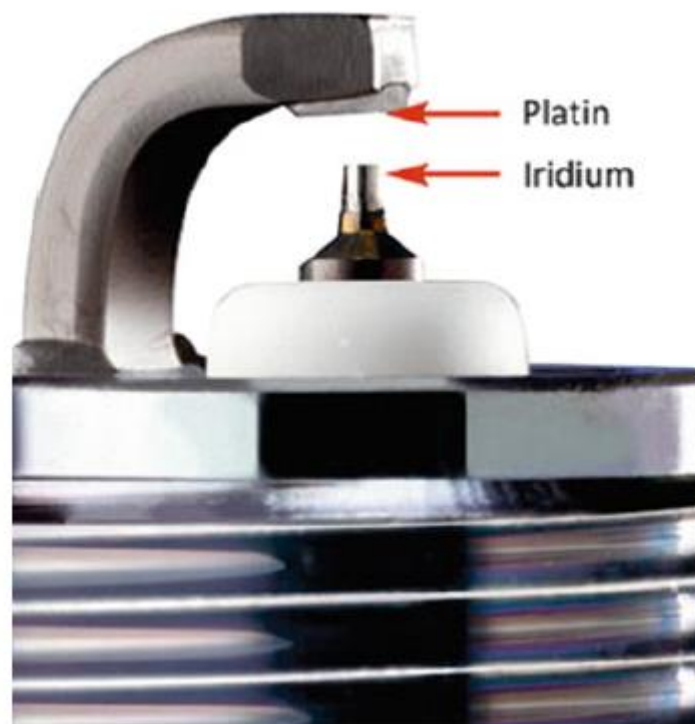


Figura 37. Electrodo de una bujía optimizados para la operación con gas [22]

- **Combustión y postratamiento:**



El concepto de combustión pobre que podría funcionar en motores que cumplen hasta normativa EURO V, pero para cumplir con la normativa EURO VI y futuras legislaciones, es necesario un sistema de tratamiento en el escape, los motores actuales cuentan con SCR para reducir las emisiones de  $\text{NO}_x$ , cuyo mayor problema radica en la durabilidad, manteniendo una eficiencia de más del 90% a lo largo de su vida útil. Hay una muy alta sensibilidad al azufre en estos catalizadores, y requieren además de estrategias de  $\text{DeSO}_x$  para mantener las tasas de metano a un nivel aceptable, estos catalizadores no funcionan demasiado bien utilizando mezclas pobres, por el momento solo es viable motores a gas que funcionan con un concepto de combustión estequiométrica. [22]

Un catalizador de tres vías, representa con mucho la solución más rentable. Los mayores desafíos en este concepto son las elevadas cargas térmicas en el pistón, la culata, las válvulas de escape y la carcasa de la turbina. En comparación con un motor diésel, la expulsión de calor mediante el sistema de refrigeración del motor para un concepto de combustión estequiométrica puede ser hasta un 15% mayor, lo que debe tenerse en cuenta durante la fase de diseño del vehículo. [22]

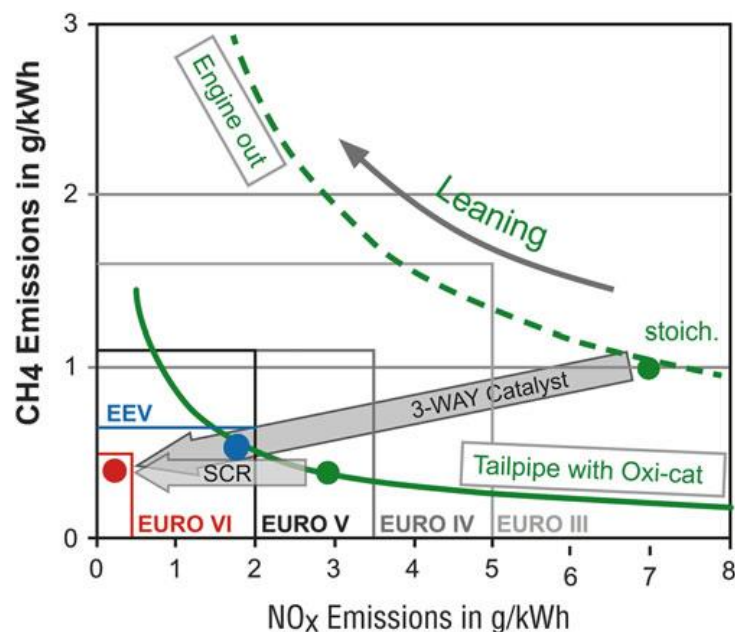


Figura 38. Emisiones para motores de gas [22]

La recirculación de gases de escape refrigerados (EGR) es un medio altamente eficaz para reducir las altas cargas térmicas. Las tasas de EGR entre 20 y 25% pueden reducir la temperatura de entrada del turbocompresor en aproximadamente  $100^\circ\text{C}$ . Además, el gas de escape recirculado y refrigerado también ayuda a reducir la sensibilidad a la detonación a altas cargas y, por lo tanto, permite una mayor relación de compresión geométrica en asociación con una mayor eficiencia térmica. Sin embargo, los efectos positivos de la recirculación de los gases de escape están limitados por la diferencia de presión entre el colector de escape y la cámara impelente de entrada, lo que limita la generación de EGR a bajas velocidades. Esto suele conducir al uso de tamaños de turbina relativamente bajos con flujos de "waste-gate" altos. A carga parcial, la EGR contribuye a una reducción en las pérdidas de bombeo, pero está restringida por la estabilidad reducida de la combustión y los límites de fallos de encendido asociados. [22]

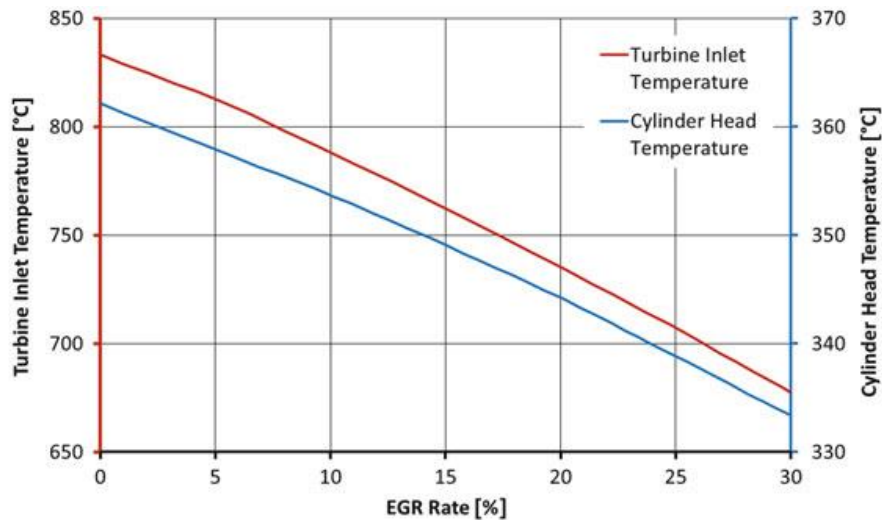


Figura 39. Reducción de carga térmica con el uso de EGR [22]

El concepto de combustión estequiométrica tiene una ventaja considerable sobre el concepto de combustión pobre en lo que respecta a la menor complejidad del tratamiento posterior del escape, ya que permite el uso de un catalizador de tres vías. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que un catalizador de tres vías utilizado para motores de gas natural contiene una carga de metales preciosos 3-4 veces mayor que los motores de gasolina Otto, lo cual es necesario para la oxidación más compleja del metano. La ventana operativa de los motores de gas natural estequiométricos en comparación con los motores de gasolina se desplaza hacia una operación más rica, ya que es aquí donde se puede lograr la conversión más alta de metano como se observa en la Figura 40.

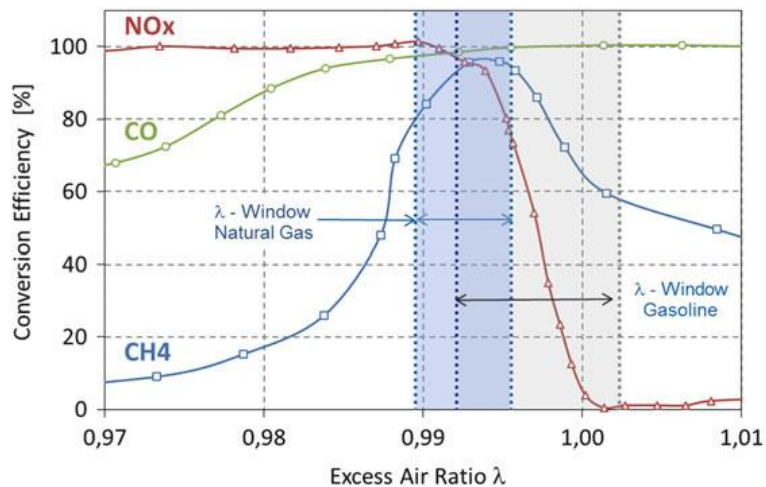


Figura 40. Ventana de operación para motores que funcionan con gas natural [22]

La ventana más estrecha para los motores de gas natural resulta de la peor reactividad del  $\text{CH}_4$  con el  $\text{O}_2$ , que es la reacción dominante en el modo de combustión pobre. Los hidrocarburos de cadena larga en el régimen de operación de combustión pobre generalmente muestran una reactividad más alta que el metano y son responsables de la rápida caída en la eficiencia de conversión de  $\text{NO}_x$  por encima de  $\lambda > 0.99$ . [22]

El envejecimiento del catalizador conduce a un cambio drástico en la tasa de conversión del metano como se muestra en la Figura 41 que desplaza su umbral de funcionamiento óptimo a temperaturas más altas. [22]

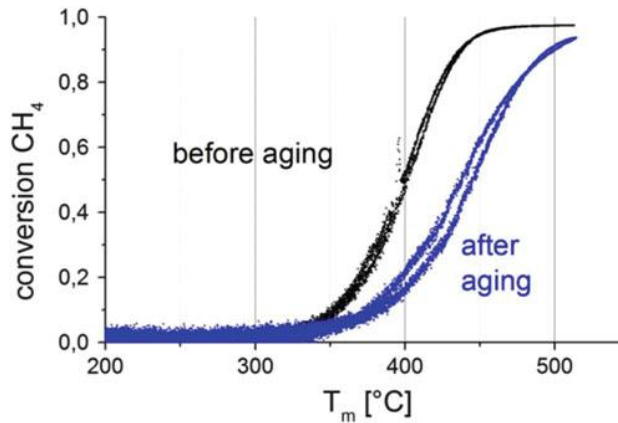


Figura 41. Eficiencia en la conversión de metano [22]

- **Ruido en motores de gas**

Los motores diseñados para la operación con gas natural normalmente son derivados de motores convencionales de combustible licuado. En el sector de autobuses y camiones, normalmente se utiliza un motor diésel como base. Dado que el motor base normalmente no se modifica, las diferencias en el comportamiento acústico se deben a la excitación de la combustión modificada. Adaptar el motor con respecto a la turbo alimentación y el suministro de combustible también causa efectos acústicos adicionales. [22]

Estos son:

- Ruido que emana del sistema de sobrealimentación y carga de aire debido a la mayor presión de carga requerida para compensar la reducción de la masa de aire aspirado causada por la inyección de gas natural.[22]

- Ruido que emana de los inyectores causado por las pulsaciones de presión, el golpe mucho más grande de la aguja del chorro y la falta de amortiguación hidráulica de los combustibles gaseosos. El ruido del motor diésel tiende a ser más alto en el rango medio de frecuencias en aproximadamente 15 dB (A). En la comparativa que se muestra en la Figura 42 debe tenerse en cuenta que no muestra resultados de medición de motores de vehículos, sino de motores para plantas de cogeneración. Las causas que ayudan a esta reducción de ruido son la menor velocidad de propagación de la llama y el mayor retardo de ignición para la combustión en GNC. Esto conduce a una disminución acústicamente beneficiosa del aumento de presión, pero también a una reducción en la presión media. El nivel de presión de ruido promedio a 1 m de distancia a 2.000 rpm (velocidad con eficiencia máxima) se reduce correspondientemente en 0,5 dB (A) y a 2.200 rpm (velocidad nominal) en 2 dB (A). [22]

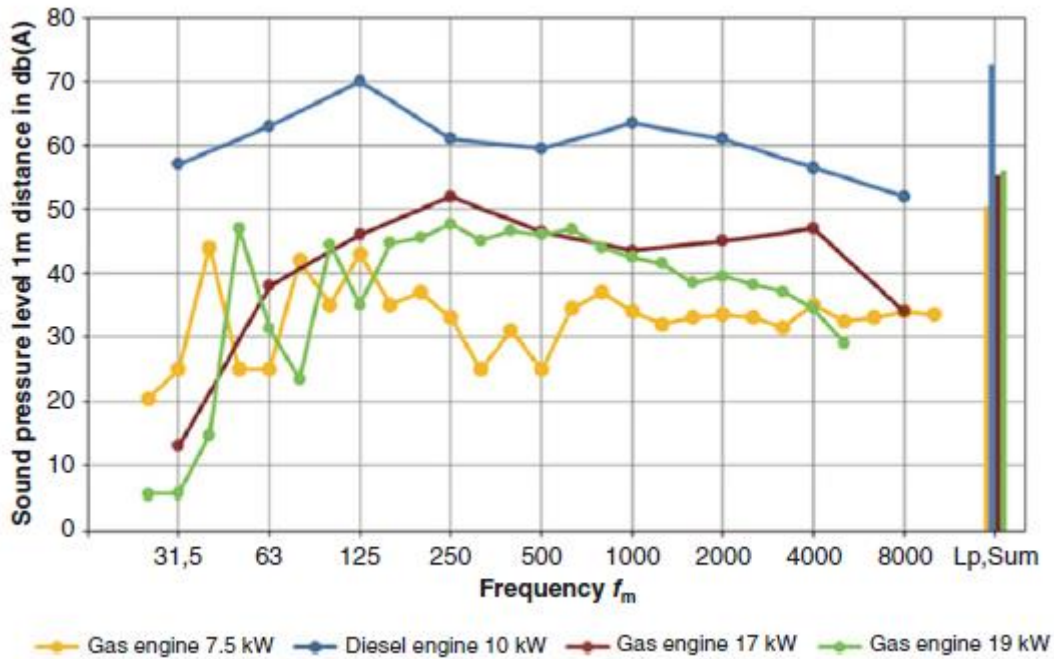


Figura 42. Niveles de ruido espectral [distancia de 1 m en dB (A)] [22]

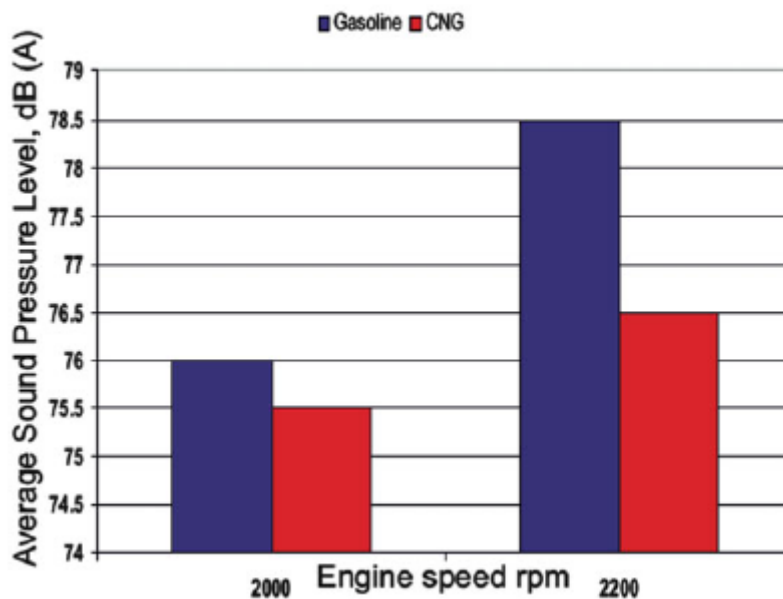


Figura 43. Influencia del combustible en el nivel de presión de ruido promedio a 1 m de distancia [22]

#### 4.1.4 Autobuses que funcionan con gas natural

- Man Lion's city gas

Vehículo que equipa motores directamente para funcionar con gas natural o biometano, poseen un motor de 6 cilindros en horizontal, que contiene turbocompresores, intercooler (enfriador del aire de entrada que entra al motor), y un convertidor catalítico de 3 vías. La cilindrada del motor es de 12.186 cm<sup>3</sup>.

Estos motores poseen dos potencias según el tipo de autobús en el que va a ir montado 200 KW(272 HP) en los autobuses no articulados y 228 KW (310 HP) en los autobuses articulados y un par máximo

de 1.250 Nm en esta versión. A diferencia de los autobuses diésel no necesitan de un SCR (Reductor catalítico selectivo) para cumplir con la normativa euro 6. Estos autobuses llevan en el techo un conjunto de cilindros donde se almacena el gas a 200 bar. La empresa ofrece una instalación modular de los cilindros que pueden variar entre 4 y 10 cilindros y dos tipos de cilindros de almacenamiento, el primer tipo de cilindros está conformado por un material compuesto sintético que puede contener hasta 214 litros de gas, y el segundo tipo está hecho de aluminio y puede contener hasta 320 litros, que llevan la autonomía hasta unos teóricos 500 km de autonomía incluso en autobuses articulados. [25]

- Mercedes-Benz citaro NGT

Los autobuses de Mercedes que funcionan a gas natural, utilizan un motor que Mercedes denomina como M936G, está basado en una adaptación del motor OM936 turbodiesel que tiene 7,7 l de cilindrada, desarrolla una potencia de 222 KW (302 CV), con un par motor máximo de 1.200 Nm. Cuenta con turbocompresor de una sola etapa y 6 cilindros en línea en posición vertical. En el techo tiene una cubierta donde se encuentran las bombonas donde se almacena el gas que están construidas con un material compuesto con núcleo de plástico y envuelto en fibra de carbono y fibra de vidrio. Cada bombona es capaz de almacenar hasta 227 litros de gas. Motor también compatible para el uso de biometano. [26]

- Iveco familia Urbanway CNG

Utilizan un motor que compatibiliza el uso del gas natural o del biometano, cuenta con una cilindrada de 7,8 l y una potencia que varía según versión pero que puede ser de 290 o 310 CV, con un par máximo de 1.300 Nm. Estos autobuses montan 4 bombonas en la parte superior del techo con capacidad cada una de 320 litros. [27]

- Scania citywide

Cuenta con un motor que funciona tanto con biometano o gas natural, con una cilindrada de 9 litros y potencias según versión de 280 CV-320 CV con un par máximo según versión de 1.350 -1.500 Nm. Los depósitos de estos autobuses son de GNC tipo 4, conformados por un contenedor de plástico rodeado de fibra de carbono y recubierto por una resina. Según versión estos autobuses tendrán capacidad de almacenamiento de 1.260, 1.575 o 1.875 litros, y una autonomía que va de 400 a 700 km según versión y condiciones de tráfico. [28]



## 5 Autobuses y biogás en Valladolid

La principal compañía de autobuses de la ciudad es AUVASA, empresa constituida el 11 de junio de 1982, en principio instalada en el Camino Viejo de Simancas, con una flota de 67 autobuses. El 13 de octubre de 1983 se inauguran las actuales instalaciones en el Polígono de Argales, en ese momento la flota había aumentado hasta los 87 autobuses, en la actualidad la empresa cuenta con una flota de 150 autobuses. [29]

### 5.1 Autobuses en Valladolid

#### 5.1.1 Composición de la flota de autobuses

Los datos que aporta la compañía a día 18 de diciembre de 2017 es que se cuenta con 150 autobuses.

- 94 funcionan con GLP
- 50 funcionando con diésel
- 6 híbridos diésel.

Como se observa hay una tendencia clara al uso de vehículos y combustibles que sean lo más respetuosos posible con el medioambiente.

#### 5.1.2 Ubicación de las instalaciones de AUVASA

La sede social, las oficinas, los talleres y cocheras se encuentran en el polígono de Argales, Calle Bronce, 3, 47008 Valladolid, parcelas 153-156. [29]



Figura 44. Ubicación instalaciones Auvasa.

### 5.2 Posibilidades para la obtención de biogás en Valladolid

#### 5.2.1 Centro de tratamiento de residuos

Al centro de tratamiento de residuos, llegan los residuos separados (Envases, plásticos y residuos orgánicos), sin embargo, siempre puede colarse algún residuo en las diferentes líneas, por ello en la línea de fracción orgánica se hace una recogida manual de desechos no orgánicos. Una vez hecho esto, se homogeniza la fracción orgánica añadiendo una parte de fracción vegetal previamente desfibrada y/ o lodos extraídos de la estación de depuración de aguas residuales de Valladolid.

Esta fracción orgánica se envía a un tratamiento aerobio o a un área de fermentación anaerobia, esta última sección es la que se describirá a continuación.

El área de fermentación anaerobia está compuesta por una nave de metanización en la que se encuentra el módulo de precomposaje, homogeneizador, digestor y filtro-prensa) y a la zona del gasómetro, la torre de desulfuración y la antorcha.

El digestor del que se dispone en estas instalaciones es un digestor de vía seca de carácter mesófilo que funciona a 35°C y 50 mbar, el digestor tiene un volumen de aproximadamente 1.500 m<sup>3</sup>, con paredes hechas en hormigón armado HA-35 de espesor 0,45 m.

El gasómetro de esfera tiene una cimentación sencilla compuesta por una losa de hormigón de forma octogonal, que contiene una serie de anclajes que permiten la sujeción y el sellado de la esfera, el volumen del digestor, es de 2.100 m<sup>3</sup>. [30]



Figura 45. Gasómetro CTR Valladolid [30]

Los datos de año 2016 que ha proporcionado esta entidad son los siguientes:

- Material procesado en el digestor: 7.232,02 Tm/año.
- Biogás producido en el digestor: 1.180.486,35 m<sup>3</sup>/año (3234,21 m<sup>3</sup>/día)

Además, también se aporta datos de la composición media del biogás

Tabla 16. Composición del biogás del CTR Valladolid.

Compuesto	Cantidad (%)
CH <sub>4</sub>	68,1
CO <sub>2</sub>	31,85
H <sub>2</sub> S	0,05

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 este trabajo para obtener biometano.

### 5.2.2 Estación depuradora de aguas residuales de Valladolid.

La estación depuradora de aguas de Valladolid tiene una capacidad actual de depuración de unos 3 m<sup>3</sup>/s que es el equivalente al agua que se necesita depurar proveniente de una población de 570.000 habitantes. Aproximadamente la mitad de la materia orgánica retirada del agua se convierte en biogás, que es utilizado en la propia planta para generar energía eléctrica a través de unos motores, y a su vez



los gases de escape de estos motores son aprovechados en el secado de los gangos que pueden ser utilizados como fertilizantes agrícolas y forestales.

### Línea de fangos:

El fango homogeneizado de fangos primarios (FP) y biológicos (FB) es bombeado a un equipo de 5 centrifugadoras (C1), que consiguen eliminar gran parte del agua que contienen los fangos, el fango una vez ya espesado se lleva a tres grandes digestores (D1), con capacidad cada uno de 6.000 m<sup>3</sup>, donde la mitad aproximadamente de la materia orgánica se convierte en biogás por la acción de una colonia de bacterias que viven en un ambiente caldeado a 35°C. Una vez digerido el fango, este pasa a dos depósitos secundarios (D2), para luego ser trasladados a tres centrifugadoras donde se vuelve a separar gran parte del agua restante en el fango calentado previamente a 65°C.

El fango deshidratado (FD), se conduce a una instalación de secado térmico, que puede evaporar 4.000 litros de agua a la hora. Este fango es mezclado con fango seco recirculado a partes iguales, para introducirlo en un horno donde entra en contacto con aire seco a 500°C, que cede el calor necesario para evaporar el agua del fango. En la salida del horno el fango seco se envía a un silo exterior (S2). Y el aire cargado de humedad y polvo pasa por ciclones y un condensador para extraer el polvo y el vapor de agua respectivamente- El aire seco y enfriado se envía a un intercambiador donde se calienta de nuevo a 500°C y se reinicia el ciclo térmico.

En esta línea se obtienen cada día 25 toneladas de fango seco que se puede utilizar como abono, y 12.200 m<sup>3</sup> de biogás (potencial de 61.000 termias). [31]

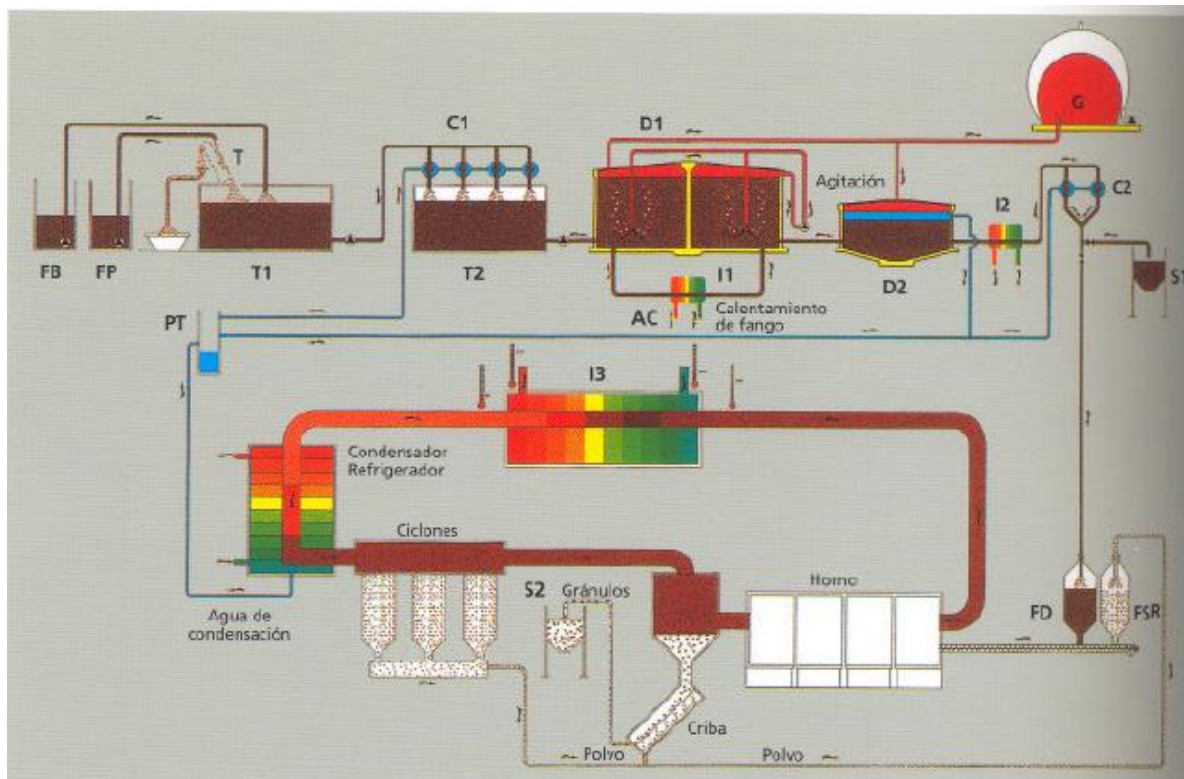


Figura 46. Línea de fango [31]

### 5.2.3 Biometano disponible.

De las técnicas de upgrading ya vistas se entienden como las mejores para el objetivo de este proyecto la de lavado con agua y la de membranas, es por ello que todos los cálculos se harán suponiendo un biometano final con un 97,5% de metano, que son los porcentajes típicos de metano en el gas final con las técnicas ya mencionadas.

Ahora viendo los datos anteriores se estima que se puede usar un 35% del biogás que producen (este número podría ser mayor o menor solo se ha supuesto entendiendo que ya utilizan parte del biogás que producen para satisfacer las propias necesidades energéticas de estos centros).

Para calcular el biometano que hay disponible se ha utilizado la **Ec. 11**, donde se ha supuesto tanto para el biogás obtenido en el EDAR la misma composición que la del biogás que hay en el CTR (68,1% de metano).

**Tabla 17. Biogás disponible en Valladolid**

		Disponible 35%
Biogás CTR (m <sup>3</sup> /día)	3.234,21	1.131,97
Biogás EDAR (m <sup>3</sup> /día)	12.200,00	4.270
Total (m <sup>3</sup> /día)	15.434,21	5.401,97

$$Biometano\ disponible\ \left(\frac{m^3}{día}\right) = Biogás\ \left(\frac{m^3}{día}\right) \cdot (\% \text{ metano biogás}) \cdot \frac{\% \text{ recuperación metano}}{\% \text{ metano biometano}}$$

**Ec. 11**

**Tabla 18. Biometano disponible en Valladolid**

Biometano (m <sup>3</sup> /día)	3.735,34
Biometano (kg/día)	2.615,40

Como se observa en la Tabla 18 el biometano final disponible en Valladolid es de 3.735,34 m<sup>3</sup> o 2.615,40 kg por día.

### 5.3 Distribución en la ciudad de Valladolid.

Es necesario conocer donde se instalarán los equipos necesarios para el proceso de upgrading del biogás, y cómo será la distribución del biometano, de entrada, la opción de licuar el gas ha sido descartada ya que estas inversiones solo son rentables para largas distancias y unos caudales de gas demandado mucho mayores.

- Opción 1.

En esta primera opción los equipos de upgrading están en los centros de producción de biogás, y se transportarían hasta las cocheras de AUVASA, a través de un gaseoducto, si bien no hay que cubrir grandes distancias alrededor de 17 km entre las cocheras y el CTR, y aproximadamente 6km entre el EDAR y las cocheras, la inversión en la construcción de dos gaseoductos es alta. Además, habría que añadir el coste de una estación de repostaje en las inmediaciones de AUVASA.

**Tabla 19. Coste instalación upgrading opción 1**

Instalación	Coste instalación upgrading		
	Tipo upgrading	Coste instalación (€/m <sup>3</sup> /h)	Coste total (€)
CTR	membranas	6.000	282.993,30
EDAR	lavado con agua	3.200	569.333,33
Total			852.326,64

**Tabla 20. Coste gaseoducto CTR opción 1 [32]**

Gaseoducto CTR	
D(m)	0,076
D(pulgadas)	2,990
L (Km)	17,000
TF	1,200
Inversión gaseoducto (€)	3.481.099,29

**Tabla 21. Coste gaseoducto EDAR opción 1 [32]**

Gaseoducto EDAR	
D(m)	0,147
D(pulgadas)	5,807
L (Km)	6,000
TF	1,200
Inversión gaseoducto(€)	2.703.971,41

**Tabla 22. Coste instalaciones opción 1**

Inversión instalaciones (€)	
Equipos de upgrading	852.326,64
Instalación de repostaje	600.000
Gaseoductos	6.185.070,71
<b>Total</b>	<b>7.637.397,34</b>

- Opción 2.

En esta opción a diferencia de la primera opción habría un único lugar para realizar el upgrading, habría que transportar el biogás hasta las instalaciones de Auvasa y una vez allí mejorarlo, almacenarlo y cargarlo en los autobuses.

**Tabla 23. Coste instalación upgrading opción 2**

Instalación	Coste instalación upgrading		
	Tipo upgrading	Coste instalación (€/m <sup>3</sup> /h)	Coste total (€)
Auvasa	lavado con agua	3100	697.754,87
<b>Total</b>			<b>697.754,87</b>

**Tabla 24. Coste gaseoducto CTR opción 2 [32]**

Gaseoducto CTR	
D(m)	0,091
D(pulgadas)	3,596
L (Km)	17,000
TF	1,200
Inversión gaseoducto (€)	3.497.063,60

**Tabla 25. Coste gaseoducto EDAR opción 2 [32]**

Gaseoducto CTR	
D(m)	0,177
D(pulgadas)	6,983
L (Km)	6,000
TF	1,200
Inversión gaseoducto (€)	2.714.931,12

**Tabla 26. Coste instalaciones opción 2**

Inversión instalaciones (€)	
Equipos de upgrading	697.754,87
Instalación de repostaje	600.000
Gaseoductos	6.211.994,72
<b>Total</b>	<b>7.509.749,60</b>

- Opción 3.

En esta opción se plantea únicamente el uso del biogás producido en el EDAR, que podrían alimentar a 38 autobuses, y allí se colocarían todos los equipos tanto los de upgrading como la instalación de repostaje.

**Tabla 27. Coste instalaciones upgrading opción 3**

Instalación	Coste instalación upgrading		
	Tipo upgrading	Coste instalación (€/m <sup>3</sup> /h)	Coste total (€)
Auvasa	lavado con agua	3.100	697.754,87
<b>Total</b>			<b>697.754,87</b>

**Tabla 28. Coste instalaciones opción 3**

Inversión instalaciones (€)	
Equipos de upgrading	697.754,87
Instalación de repostaje	480.000
<b>Total</b>	<b>1.177.754,87</b>

- Opción 4.

En esta opción se plantea al igual que la opción 3 el uso únicamente del biogás producido en el EDAR para para una única flota piloto de 10 autobuses.

**Tabla 29. Coste instalaciones upgrading opción 4**

Instalación	Coste instalación upgrading		
	Tipo upgrading	Coste instalación (€/m <sup>3</sup> /h)	Coste total (€)
Auvasa	membranas	6.000	277.506,31
<b>Total</b>			<b>277.506,31</b>

Tabla 30. Coste instalaciones opción 4

Inversión instalaciones (€)	
Equipos de upgrading	277.506,31
Instalación de repostaje	150.000
<b>Total</b>	<b>427.506,31</b>



Figura 47. Distancia entre el CTR y AUVASA.



Figura 48. Distancia entre EDAR y AUVASA

De las opciones anteriores solo se consideran las tres últimas (opción 2, 3 y 4), ya que suponen una inversión menor y esto será analizado con mucho más detalle en el capítulo relativo al análisis económico.



## 6 Consumos y emisiones.

### 6.1 Consumos de combustible de los vehículos.

Para calcular el consumo de un autobús se ha tomado como referencia la Tabla 31.

Tabla 31. Consumos de autobuses [33]

MLTB	CO <sub>2</sub> g/km	Economy Mpg	NO <sub>x</sub> g/km	PM g/km	HC g/km
New Bus for London target	750	10.3	5.00	0.030	0.015
New Bus for London certified result (EuroV)	690	10.8	2.048	0.012	0.000
Average Hybrid (EuroV)	864	8.6	7.70	0.048	-
Average Diesel (EuroV)	1295	5.8	9.3	0.048	-

De la Tabla 31 se utiliza el consumo medio de un diésel y se convierte a l/100km, del siguiente modo:

$$5,8 \cdot \frac{\text{millas}}{\text{galon}} \cdot \frac{1,609\text{km}}{1 \text{ milla}} \cdot \frac{1 \text{ galon}}{3,785 \text{ l}} = 2,47 \frac{\text{km}}{\text{l}} \quad \text{Ec. 12}$$

$$\frac{1}{2,47 \frac{\text{km}}{\text{l}}} \cdot 100\text{km} = 40,56 \frac{\text{l}}{100\text{km}} \quad \text{Ec. 13}$$

Conociendo el poder calorífico del diésel se puede calcular también el consumo en términos energéticos y calcular luego con ello el consumo de gas natural y biometano.

$$\begin{aligned} \text{Consumo} &= \frac{1}{\text{Consumo} \left( \frac{\text{km}}{\text{l}} \right)} \times \text{PCI}_{\text{diésel}} \left( \frac{\text{KWh}}{\text{kg}} \right) \times \rho_{\text{diésel}} \left( \frac{\text{kg}}{\text{l}} \right) \times 1000 \left( \frac{\text{Wh}}{\text{kwh}} \right) = \\ &= \frac{1}{2,47 \left( \frac{\text{km}}{\text{l}} \right)} \times 11,8 \left( \frac{\text{KWh}}{\text{kg}} \right) \times 0,845 \left( \frac{\text{kg}}{\text{l}} \right) \times 1000 \left( \frac{\text{Wh}}{\text{kwh}} \right) = 404,31 \left( \frac{\text{Wh}}{\text{km}} \right) \quad \text{Ec. 14} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Consumo} &= \text{Consumo} \left( \frac{\text{l}}{100\text{km}} \right) \times \text{PCI}_{\text{diésel}} \left( \frac{\text{KWh}}{\text{kg}} \right) \times \rho_{\text{diésel}} \left( \frac{\text{kg}}{\text{l}} \right) = \\ &= 40,56 \left( \frac{\text{l}}{100\text{km}} \right) \times 11,8 \left( \frac{\text{KWh}}{\text{kg}} \right) \times 0,845 \left( \frac{\text{kg}}{\text{l}} \right) = 397,14 \left( \frac{\text{KWh}}{100\text{km}} \right) \quad \text{Ec. 15} \end{aligned}$$

Con el consumo que ya se ha calculado con la Ec. 15 y el poder calorífico de cada combustible que se muestra en Tabla 32, haciendo uso de la Ec. 16 se puede calcular el consumo en (kg/100km) de los combustibles gaseosos (el consumo de diésel ya es conocido).

Tabla 32 Poderes caloríficos combustibles adaptada de [1] y [34]

	Poder calorífico			
Diesel	11,80	KWh/Kg	42,47	MJ/kg
GLP	12,75	KWh/Kg	45,90	MJ/kg
Gas natural	13,21	KWh/Kg	47,54	MJ/kg
Metano	13,89	KWh/Kg	50,00	MJ/kg
Biometano	13,54	KWh/Kg	48,75	MJ/kg
Biogás	7,22	KWh/Nm <sup>3</sup>	26,00	MJ/Nm <sup>3</sup>

$$\text{Consumo} \left( \frac{\text{kg}}{100\text{km}} \right) = \frac{\text{Consumo} \left( \frac{\text{KWh}}{100\text{km}} \right)}{\text{Hc} \left( \frac{\text{KWh}}{\text{kg}} \right)} \quad \text{Ec. 16}$$

**Tabla 33. Consumo de un autobús con diferentes combustibles.**

Consumo (Tank to wheel)			
Diésel (l/100km)	GLP (kg/100km)	Gas natural (kg/100km)	Biometano 97,5% (kg/100km)
40,56	31,71	30,62	29,86

Se observa que el consumo medido en kg de combustible es menor si se usara biometano que gas natural, ya que este tiene un poder calorífico ligeramente superior.

Para saber la cantidad de biometano que consume un autobús en un día primero se necesita saber la distancia que recorre en un día. Para ello se utiliza la **Ec. 17**, donde hemos supuesto una velocidad media del autobús de 15km/h y que se mueve durante 12 horas diarias.

$$\text{Distancia recorrida} = V_{med} \cdot \text{Tiempo funcionando} = 15 \frac{km}{h} \cdot 12h = 180km \quad \text{Ec. 17}$$

De forma similar se pueden obtener los kilómetros recorridos en un año (52 semanas a 5 días laborables) y la distancia recorrida durante 7 años de vida útil. Estos resultados agrupados se muestran en la Tabla 34.

**Tabla 34 Distancias recorridas.**

Dist. Rec 1 día km	180
Dist. Rec 1 año (km)	46.800
Dist. Rec vida útil (km)	327.600

Como se conoce el consumo medio de combustible, se puede calcular el consumo diario de un autobús, con la **Ec. 18**.

$$\text{Consumo} \left( \frac{kg}{\text{dia-autobús}} \right) = \text{Consumo} \left( \frac{kg}{100km} \right) \cdot \left( \frac{\text{distancia recorrida (1 día)}}{100km} \right) \quad \text{Ec. 18}$$

**Tabla 35. Consumo de un autobús con distintos combustibles.**

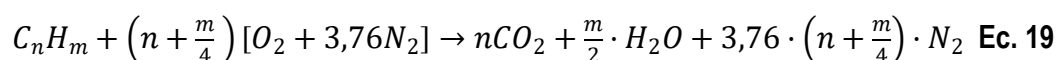
Consumo (Tank to wheel) 1 día			
Diésel (l)	GLP (kg)	Gas natural (kg)	Biometano 97,5% (kg)
73,01	57,08	55,11	53,74

- **Consumo de una flota.**

Conociendo el consumo diario en biometano para conseguir el consumo de una flota es únicamente necesario multiplicar por el número de vehículos de la flota, para obtener un consumo que se estima puede ser de alrededor de 537,4 kg por día para una flota de 10 vehículos, bastante inferior al combustible actualmente disponible.

## 6.2 Factores de emisión.

Cuando se supone una combustión completa de un hidrocarburo genérico ( $C_nH_m$ ) se produce la siguiente reacción:



Sabemos las masas atómicas de los distintos elementos: C=12u, O=16u, H=1u con lo que conocemos también las masas atómicas de las distintas especies:

$$CO_2 = 12 + 2 \cdot 16 = 44 \text{ u} \quad \text{Ec. 20}$$

$$C_nH_m = n \cdot 12 + m \cdot 1 \quad \text{Ec. 21}$$



$$e_{CO_2} = \frac{m(CO_2)}{m(C_nH_m)} = \frac{44 \cdot n \text{ kg } CO_2}{12 \cdot n + 1 \cdot m \text{ kg comb}} = \frac{44}{12 + \frac{m}{n}} \frac{\text{kg } CO_2}{\text{kg comb}} \quad \text{Ec. 22}$$

### 6.2.1 Diésel

Para calcular las emisiones del diésel es necesario conocer su factor de emisiones. En el apartado de combustión del gas natural ya se ha hablado de cómo se produce la combustión de un hidrocarburo se calcula entonces el factor de emisiones del diésel para este caso sabiendo que el principal hidrocarburo del diésel es  $C_{12}H_{23,28}$

$$e_{CO_2}(\text{diésel}) = \frac{m(CO_2)}{m(C_{12}H_{23,28})} = \frac{44}{12 + \frac{23,28}{12}} \frac{\text{kg } CO_2}{\text{kg comb}} = 3,16 \frac{\text{kg } CO_2}{\text{kg } C_{12}H_{23,28}} \quad \text{Ec. 23}$$

### 6.2.2 GLP

Para calcular las emisiones del diésel es necesario conocer su factor de emisiones. En el apartado de combustión del gas natural ya se ha hablado de cómo se produce la combustión de un hidrocarburo se calcula entonces el factor de emisiones del diésel para este caso sabiendo que el principal hidrocarburo del diésel es  $C_{3,7}H_{9,4}$

$$e_{CO_2}(\text{diésel}) = \frac{m(CO_2)}{m(C_{3,7}H_{9,4})} = \frac{44}{12 + \frac{9,4}{3,7}} \frac{\text{kg } CO_2}{\text{kg comb}} = 3,03 \frac{\text{kg } CO_2}{\text{kg } C_{3,7}H_{9,4}} \quad \text{Ec. 24}$$

### 6.2.3 Gas natural.

El gas natural en Valladolid tiene las siguientes propiedades.

Tabla 36 Composición simplificada del GN en Valladolid, octubre 2016 [34]

	Fracción molar $x_i$	Peso molar $M_f$ (kg/kmol)	Fracción másica $y_i$	Poder calorífico $H_c$ (MJ/kg)
Metano	0,899	16,0	0,812	50,0
Etano	0,070	30,0	0,118	47,5
Propano	0,012	44,0	0,029	46,2
Inertes (0,01 $N_2$ + 0,01 $CO_2$ )	0,020	36,3	0,041	0
<b>TOTAL GN</b>	<b>1,00</b>	<b>17,71</b>	<b>1,00</b>	<b>47,54</b>

Para poder calcular el factor de emisiones del gas natural se utiliza la Ec. 25.

$$e_{CO_2} = \frac{n \cdot M_{CO_2} + \text{inertes } CO_2}{(n \cdot M_c + m \cdot M_H) + \text{inertes } (CO_2 + N_2)} \quad \text{Ec. 25}$$

Tabla 37. Composición molar gas natural en Valladolid.

Gas natural						
Compuesto	Fracción molar	C	H	CO2	N2	Inertes
Metano CH4	0,899	0,899	3,596	-	-	-
Etano C2H6	0,070	0,14	0,42	-	-	-
Propano C3H8	0,012	0,036	0,096	-	-	-
N2	0,010	-	-	-	0,01	-
CO2	0,010	-	-	0,01	-	-
Total		1,075	4,112	0,01	0,01	0,02
		1	3,8251	0,0093	0,0093	0,0186

Con los datos de la Tabla 37, se resuelve la Ec. 26.

$$e_{CO_2}(\text{gas natural}) = \frac{1 \cdot 44 + 0,093 \cdot 44}{(1 \cdot 12 + 3,8251 \cdot 1) + 0,0093 \cdot 44 + 0,0093 \cdot 28} = 2,69 \frac{\text{kg } CO_2}{\text{kg G.N.}} \quad \text{Ec. 26}$$

### 6.2.4 Biometano

Se ha supuesto un biometano con la siguiente composición:

Tabla 38. Composición molar biometano 97,5% metano.

Biometano 97,5%				
Compuesto	Fracción molar	C	H	CO <sub>2</sub>
Metano CH <sub>4</sub>	0,975	0,975	3,9	-
Dióxido de Carbono CO <sub>2</sub>	0,025	-	-	0,025
Total		0,975	3,9	0,025
		1	4	0,0256

$$e_{CO_2}(\text{biometano 97,5\%}) = \frac{1 \cdot 44 + 0,0256 \cdot 44}{(1 \cdot 12 + 4 \cdot 1) + 0,0256 \cdot 44} = 2,82 \frac{\text{kg } CO_2}{\text{kg Biometano}} \quad \text{Ec. 27}$$

### 6.2.5 Factores de emisiones por unidad de energía.

Para analizar con un mayor sentido las emisiones de dióxido de carbono es necesario no analizar el factor de emisiones en base al factor de emisiones por cantidad de masa sino por cantidad de energía así con la **Ec. 28** se corrigen estos factores y se obtiene la Tabla 39.

$$e_{CO_2} \left( \frac{\text{g } CO_2}{\text{KWh}} \right) = \frac{e_{CO_2} \left( \frac{\text{kg } CO_2}{\text{kg comb}} \right)}{H_c \left( \frac{\text{kWh}}{\text{kg comb}} \right)} \cdot \frac{1000 \text{g}}{1 \text{kg}} \quad \text{Ec. 28}$$

Tabla 39 Factores de emisión de distintos combustibles.

	e CO <sub>2</sub> ( Kg CO <sub>2</sub> /kg comb)	e CO <sub>2</sub> ( g CO <sub>2</sub> /kwh)	Diferencia respecto diésel (%)	Diferencia respecto GLP (%)
CH <sub>4</sub>	2,75	198	-	-
Diésel	3,16	267,55	-	-
GLP	3,03	237,34	11,29	-
Gas natural Valladolid	2,69	203,88	23,80	14,10
Biometano (97,5%)	2,82	207,95	22,28	12,38

Como se observa en la Tabla 39 el factor de emisiones de CO<sub>2</sub> que es más reducido es el del gas natural seguido del de biometano, para al provenir el biometano de fuentes renovables esto lo convierte en el combustible más idóneo de cara a reducir las emisiones de efecto invernadero.

### 6.3 Emisiones de CO<sub>2</sub>

Para obtener las emisiones de CO<sub>2</sub> se ha calculado en base a las diferentes distancias recorridas (anuales y en la vida útil), y en base al consumo de energía por kilómetro y el factor de emisiones de cada combustible (g CO<sub>2</sub>/kWh), las tablas que se presentan en este apartado. Utilizando la **Ec. 29**.

$$\text{Emisiones } CO_2 \left( \frac{\text{g}}{\text{km}} \right) = \text{Consumo} \left( \frac{\text{Wh}}{\text{km}} \right) \cdot \frac{1 \text{kWh}}{1000 \text{Wh}} \cdot e_{CO_2} \left( \frac{\text{g } CO_2}{\text{kWh}} \right) \quad \text{Ec. 29}$$

**Tabla 40. Emisiones de CO<sub>2</sub> (g/km) de distintos combustibles**

Emisiones CO <sub>2</sub> (g/km)	
Diésel	1.081,75
GLP	959,58
Gas natural Valladolid	824,30
Biometano	840,77

Ya en la Tabla 40 se puede observar que la reducción de emisiones de dióxido de carbono con el simple uso de biometano es considerable, pero para ponerlo en contexto se analiza en más detalle la Tabla 41 y Tabla 42.

**Tabla 41. Emisiones CO<sub>2</sub> (toneladas/año) 1 autobús.**

Emisiones CO <sub>2</sub> 1 año (toneladas/autobús)	
Diésel	50,63
GLP	44,91
Gas natural Valladolid	38,58
Biometano	39,35

**Tabla 42. Reducción de emisiones CO<sub>2</sub> (toneladas/año) del biometano.**

Reducción emisiones CO <sub>2</sub> 1 año del biometano		
Respecto a:	Toneladas/autobús	%
Diésel	11,28	22,28
GLP	5,56	12,38

La reducción de emisiones al año en el caso considerado un biometano con únicamente 97,5% de metano consigue una reducción de emisiones de 11,28 toneladas al año lo que implica una reducción del 22,28% de estas emisiones respecto al diésel y en el caso de compararlo con el GLP las emisiones se reducen en 5,56 toneladas al año, o en un 12,38%.

**Tabla 43 Reducción de emisiones CO<sub>2</sub> (1 autobús) en la vida útil (7 años)**

Reducción emisiones CO <sub>2</sub> 7 años respecto diesel	
Respecto a:	Toneladas/autobús
Diésel	78,95
GLP	38,92

En la Tabla 43 se muestra la reducción total de emisiones durante la vida útil de cada autobús.

#### 6.4 Reducción de emisiones con una flota.

Suponiendo una flota de 10 autobuses se conseguiría reducir las emisiones en la cantidad que muestran en la Tabla 44 respecto a diésel y GLP respectivamente.

**Tabla 44. Reducción de emisiones con una flota de 10 autobuses respecto al diésel**

Reducción emisiones CO <sub>2</sub> 7 años flota de 10 autobuses	
Respecto a:	Toneladas
Diésel	789,45
GLP	389,20

Si se usase todo el combustible disponible para una flota de autobuses, se tendría una flota de 48 autobuses y la reducción en emisiones sería aún más notable. Sabiendo que la flota de autobuses de

Valladolid se compone por 50 autobuses a diesel, 94 a GLP y 6 híbridos. Se plantean 2 opciones para comparar.

- Opción A:

En esta opción se sustituirían 48 autobuses que funcionan con diésel por autobuses que funcionan con biometano. Los resultados de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> se muestran en la Tabla 45.

**Tabla 45. Reducción de emisiones con la opción A.**

Reducción emisiones de CO2 anuales Biometano	
Periodo	Toneladas CO2
Anual	541,34
Vida útil (7 años)	3.789,37

- Opción B:

Una segunda opción que se plantea es la de únicamente sustituir 48 autobuses que funcionen a GLP, por autobuses que funcionen con biometano. Esta opción también reduciría de forma considerable las emisiones de CO<sub>2</sub>. Estos resultados se muestran en la Tabla 46.

**Tabla 46. Reducción de emisiones con la opción B**

Reducción emisiones de CO2 anuales Biometano	
Periodo	Toneladas CO2
Anual	255,76
Vida útil (7 años)	1.790,34

Cómo se muestra si se usará todo el potencial actual disponible del gas, tanto con la opción A como con la opción B, habría notable reducción de emisiones de 1790,34 toneladas de CO<sub>2</sub>, en 7 años en el peor caso, y de 3789,37 toneladas de CO<sub>2</sub>, en 7 años, en el mejor de los casos.

## 6.5 Reducción de emisiones a nivel global.

En los apartados anteriores la reducción de emisiones es calculada dentro de la ciudad, pero si tenemos en cuenta el ciclo de CO<sub>2</sub> a nivel global, teniendo en cuenta que el CO<sub>2</sub> que se emite proviene de fuentes renovables, esto implica que las reducciones a nivel global sean neutras, es decir se emite el mismo CO<sub>2</sub> que se ha absorbido antes. Lo que implicaría una reducción mayor de emisiones como se observa en la Tabla 47. Estos resultados pueden variar si se considera que la energía para el transporte y compresión no proviene de fuentes renovables.

**Tabla 47. Reducción de emisiones a nivel global.**

Reducción emisiones CO2 7 años con una flota de 10 autobuses	
Respecto a:	Toneladas
Diésel	3.543,83
GLP	3.143,58

## 7 Análisis económico.

Como se ha visto en el apartado referente a la distribución se plantean 4 opciones distintas para la distribución del biometano, pero únicamente se analizan en profundidad 3 de ellas ( 2,3 y 4). Antes de ello se concretan algunos de los gastos que son iguales para cualquiera de las opciones:

- Combustible:

Tabla 48. Costes combustibles

Costes combustibles	
Diésel (€/l)	1,00
Biogás (€/Nm <sup>3</sup> )	0,30

El coste de los combustibles ha sido estimado se entiende que una empresa como AUVASA puede obtener un precio menor que el del usuario medio así se ha estimado el coste del diésel algo por debajo del precio de una gasolinera. En cuanto al precio del biogás se ha estimado a menos de la mitad del precio del GLP, esto se ha hecho solo para tener una referencia ya que no tenemos datos de las entidades que nos proporcionen un precio real de este biogás.

Sabiendo el consumo de los vehículos y en el caso del biogás sabiendo el porcentaje de metano que tiene y las técnicas de upgrading que se aplicaran mediante la **Ec. 30** se obtiene el coste de combustible por km.

$$\text{Coste} \left( \frac{\text{€}}{\text{km}} \right) = \frac{1}{\% \text{metano en el biogás}} \cdot \% \text{metano en el biometano} \cdot \frac{1}{\% \text{metano recuperado}} \cdot \frac{1}{\rho_{\text{biometano}}} \cdot \text{Coste metano} \left( \frac{\text{€}}{\text{Nm}^3} \right) \cdot \frac{\text{Consumo} \left( \frac{\text{l}}{100\text{km}} \right)}{100\text{km}} \quad \text{Ec. 30}$$

Tabla 49. Costes combustibles por km

Costes combustible (€/km)	
Diésel	0,41
Biogás	0,19

- Coste mantenimiento

Tabla 50. Costes mantenimiento. [35]

Costes mantenimiento (€/km)	
Diésel	0,15
GNC	0,15

- Coste compresión.

Tabla 51. Costes compresión

Coste compresión	
Coste electricidad (€/kWh)	0,13
Coste energético (kJ/kg)	2237,27
Coste energético (kWh/kg)	0,62
Coste compresión (€/kg)	0,08
Coste compresión (€/km)	0,02

Para calcular los costes de la compresión se ha usado la **Ec. 9**, aplicando un rendimiento de 0,85 y utilizando la temperatura media del proceso para elegir un  $C_p$ , estos datos se muestran en la Tabla 52 y Tabla 53.

**Tabla 52. Datos CH<sub>4</sub>**

CH <sub>4</sub>				
T1	20,00 °C	293,15 K	C <sub>p</sub>	3,36 kJ/kgK
P1	1,00 bar		C <sub>v</sub>	1,72 kJ/kgK
P2	200,00 bar		gamma	1,29
T2	696,42 °C	969,57 K		
Tmed	358,21 °C	631,36 K		

**Tabla 53. Datos CO<sub>2</sub>**

CO <sub>2</sub>		
C <sub>p</sub>	1,09	kJ/kgk

En el caso del CO<sub>2</sub> se han utilizado los mismos valores de temperatura y presión ya que forman parte de un mismo gas, por lo que no se ha considerado necesario calcular el gamma del CO<sub>2</sub>, ya que no se utiliza para calcular el trabajo de compresión.

El coste de la compresión por kilómetro se ha calculado de forma análoga a la calculada en el apartado de coste de combustible ponderando por los kilómetros que se recorre con 1 kg de biometano.

- Coste del upgrading.

En el caso del upgrading solo se utilizan dos tipos de upgrading el lavado con agua (water scrubbing), y de membranas, como se ha visto en el apartado del upgrading estos tienen diferentes costes en cuanto a su precio final incluyendo mantenimiento en m<sup>3</sup> procesado.

**Tabla 54. Coste upgrading lavado con agua.**

Coste upgrading	
Lavado con agua (€/Nm <sup>3</sup> )	0,15
Lavado con agua (€/km)	0,09

**Tabla 55. Coste del upgrading Membranas.**

Coste upgrading	
Membranas (€/Nm <sup>3</sup> )	0,22
Membranas (€/km)	0,14

El cálculo del coste por kilómetro también se hace también de forma análoga a la calculada en el apartado de coste de combustible ponderando por los kilómetros que se recorre con 1 kg de biometano.

- Costes autobuses

Tabla 56. Costes autobuses. [35]

Costes autobuses (€)	
Diésel	220.000
GNC	250.000

- Instalación de repostaje.

Se ha seleccionado un equipo simplemente a modo ilustrativo para estimar el coste, se ha elegido una estación MFS 15, de la empresa BAUER, que es capaz de abastecer hasta 10 camiones al día, cuyo coste asciende hasta 150.000€, una vez instalada y legalizada. Esta instalación cuenta ya con surtidor, sistema de almacenaje y compresores. Para la opción 2 y la opción 3 este valor se ha ponderado por 4 y por 3,2 respectivamente suponiendo que a mayor instalación menor coste unitario por las economías de escala.

- Opción 2:

En esta opción únicamente hay una instalación de upgrading en las inmediaciones de AUVASA, donde también se sitúa una estación de repostaje, también se debe añadir a los costes el coste de construcción de dos gaseoductos, desde el EDAR y desde el CTR a las instalaciones de AUVASA.

En esta opción es necesario detallar como se ha calculado el coste de los gaseoductos, se ha calculado un diámetro del gaseoducto con la **Ec. 31**.

$$D(\text{pulgadas}) = \frac{\left(\frac{F}{v \times \pi \times 0,25 \times \rho}\right)^{0,5}}{0,0254} \quad \text{Ec. 31}$$

Donde F es el flujo másico en kg/s, v es la velocidad del flujo que se ha supuesto en 2 m/s, y  $\rho$  es la densidad del biogás 1,044 kg/m<sup>3</sup>.

$$\text{Inversión gaseoducto (€)} = (C_1 \times L + C_2 + (C_3 \times L - C_4) \times D + (C_5 \times L - C_6) \times D^2) \times 10^6 \times TF$$

**Ec. 32 [32]**

Dónde  $C_1=0,057$ ;  $C_2=1,8663$ ;  $C_3=0,00129$ ;  $C_4=0$ ;  $C_5=0,000486$ ;  $C_6=0,000007$ ,  $TF=1,2$  (factor de tierra), L es la longitud del gaseoducto en kilometros y D el diámetro de la tubería en pulgadas.

Tabla 57. Inversión inicial opción 2

Inversión inicial biometano (€)	
Equipos de upgrading	697.754,87
Instalación de repostaje	600.000
48 autobuses	12.000.000
Gaseoductos	6211994,72
Total	19509749,60

Para calcular el coste por km se han dividido la inversión inicial entre los km totales que realizaran los 48 autobuses a lo largo de la vida útil y sumado el resto de coste (compresión, mantenimiento,...)

$$\text{Coste} \left( \frac{\text{€}}{\text{km}} \right) = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{N}^\circ \text{ de autobuses} \cdot \text{Km recorridos vida útil}} + \text{Coste} \left( \frac{\text{€}}{\text{km}} \right) (\text{compresión}) +$$

$$\text{Coste} \left( \frac{\text{€}}{\text{km}} \right) (\text{upgrading}) + \text{Coste} \left( \frac{\text{€}}{\text{km}} \right) (\text{mantenimiento}) +$$

$$\text{Coste} \left( \frac{\text{€}}{\text{km}} \right) (\text{combustible}) \quad \text{Ec. 33}$$

**Tabla 58. Coste biometano opción 2**

Coste biometano (€/km)	
sin el coste del biogás	1,51
con el coste del biogás	1,69

El coste del diésel se ha hecho de forma similar al del biometano pero como la inversión inicial es solo la de los autobuses el precio por km será el mismo en las tres opciones estudiadas.

**Tabla 59. Inversión diésel opción 2**

Inversión inicial diésel (€)	
48 autobuses	10.560.000
Total	10.560.000,00

**Tabla 60. Coste diésel**

Coste diésel	
Coste diésel (€/km)	1,23

Con esta opción cabe destacar que el tiempo de amortización de los gaseoductos es muy breve y debería analizarse a más largo plazo, pero si se repercute únicamente en 7 años, este proyecto arrojaría unas pérdidas en el caso de que no se tenga en cuenta el coste del biogás de unos 4.406.260,14€, para ser rentable en este caso se necesitaría que el precio del diésel fuese de 1,691€/l.

Si se pagase por el biogás las pérdidas serían de 7.315.414,32 €, y el precio del diésel debería estar en alrededor de 2,148€/l. Como vemos con esta opción se debería de ampliar el plazo para poder ser rentable ya que la inversión en gaseoductos es muy elevada, a partir de 21 años (si no variase el precio del diésel), sería rentable si no se pagase por el biogás, en el caso de pagar el biogás y manteniendo el precio del diésel no sería rentable en la vida útil de los gaseoductos.

- Opción 3.

En esta opción únicamente hay una instalación de upgrading en las inmediaciones del EDAR, donde también se sitúa una estación de repostaje, en este caso la técnica de upgrading a utilizar será la de lavado con agua, y se aprovechará el total de la capacidad del EDAR.

**Tabla 61. Inversión inicial opción 3**

Inversión inicial biometano (€)	
Equipos de upgrading	697.754,87
Instalación de repostaje	480.000
38 autobuses	9.500.000
Total	10.677.754,87

**Tabla 62. Coste biometano opción 3**

Coste biometano (€/km)	
Sin el coste del biogás	1,12
Con el coste del biogás	1,31

En esta situación si no se pagase por el biogás habría un beneficio con respecto al diésel de 1.279.174,29 €, y el precio del diésel podría bajar hasta los 0,747 €/l, que en esta situación sería rentable, sin embargo, con los precios actuales del diésel y el estimado del biogás se tendrían unas pérdidas de 1.023.906,11 € en 7 años, y para que fuese rentable el diésel debería subir hasta los 1,203€/l, o el biogás bajar hasta 0,166 €/Nm<sup>3</sup>.

- Opción 4



En esta opción como en la anterior únicamente hay una instalación de upgrading en las inmediaciones del EDAR, donde también se sitúa una estación de repostaje, en este caso la técnica de upgrading a utilizar será la de membranas ya que a pesar de ser más cara es la única que permite una instalación de tan pequeño caudal ya que solo se busca alimentar una flota de 10 autobuses.

**Tabla 63. Inversión biometano opción 2**

Inversión inicial biometano (€)	
Equipos de upgrading	277.506,31
Instalación de repostaje	150.000
10 autobuses	2.500.000
<b>Total</b>	<b>2.927.506,31</b>

**Tabla 64. Inversión biometano opción 3**

Coste biometano (€/km)	
Sin el coste del biogás	1,20
Con el coste del biogás	1,39

En esta situación si no se pagase por el biogás habría un beneficio con respecto al diésel de 77.600,91 €, y el precio del diésel podría bajar hasta los 0,942 €/l, que en esta situación sería rentable, sin embargo con los precios actuales del diésel y el estimado del biogás se tendrían unas pérdidas de 528.472,8745 € en 7 años, y para que fuese rentable el diésel debería subir hasta los 1,737€/l, o el biogás bajar hasta 0,038 €/Nm<sup>3</sup>.

Con los datos obtenidos aquí se considera que la mejor opción sería la opción 3, ya que supondría el mayor ahorro en el caso de que el biogás se obtuviese a coste cero, y si no fuera así, se recuperaría la inversión con un coste mayor del biogás, es decir no es necesario que el precio del biogás se reduzca tanto como con la tercera opción, del mismo modo no necesitaría que el diésel subiera en exceso para que el proyecto sea rentable.



## 8 Conclusiones y principales aportaciones

### 8.1 Conclusiones

Conclusiones principales.

- En cuanto a la reducción de emisiones de dióxido de carbono, el objeto principal de este TFM, se consiguen reducir las emisiones de la flota considerando tanto el diésel como el GLP, que es el combustible principal que usa la flota de AUVASA, en un contexto como el actual donde la comunidad científica apunta a los gases de efecto invernadero como el CO<sub>2</sub>, como principal causante de la aceleración del cambio climático es deseable dentro de las posibilidades que ofrece la tecnología actual reducir las emisiones de estos gases, y el uso de biometano reduce las emisiones, además al ser de fuente renovable no aumenta el CO<sub>2</sub>, a la atmosfera ya que previamente este ha sido absorbido por la materia orgánica que da origen al biogás y luego al biometano. Teniendo en cuenta también emisiones de NO<sub>x</sub> y partículas, las emisiones con el uso de este gas también serían prácticamente nulas respecto a un vehículo diésel y similares a las de un vehículo que funcione con GLP, lo que ayudaría a mejorar la calidad del aire de la ciudad.
- Resulta relevante que se esta consumiendo un combustible producido de forma local, esto implica mejorar la balanza económica reduciendo importaciones de hidrocarburos y por otro lado dando salida y utilidad a un combustible que no se está utilizando actualmente en esta aplicación, solo una parte es utilizada para producir electricidad en el EDAR y CTR.
- Para poder analizar la viabilidad técnica y económica del proyecto ha sido necesaria la realización de un estudio de la técnica ( obtención del biogás, upgrading, distribución), de lo que se concluye que uno de los mayores inconvenientes a la hora de implantar este proyecto tanto en una fase piloto, como en una fase donde se aproveche todo el potencial de producción de biometano, es el coste de las instalaciones de upgrading, compresión y repostaje, y en el caso de querer plantearse el aprovechamiento de todo el biometano, el coste de las instalaciones para la distribución sobre todo los gaseoductos, esto hace complicado el poder rentabilizar el producto.
- Aunque en Valladolid se podría empezar con una flota piloto, hay potencial no solo para el uso de una flota piloto de 10 autobuses sino para llegar a utilizar una flota de 48 autobuses que reducirían notablemente el impacto en la atmosfera del transporte urbano de la ciudad.

Conclusiones específicas:

- Se ha estudiado las distintas formas de obtención del biogás teniendo claro que es viable técnicamente y que de hecho ya se produce este gas en la ciudad de Valladolid.
- Se han analizado las diferentes técnicas de upgrading para la obtención de biometano, de cuyo resultado se concluye que las mas viables para este proyecto son las técnicas de lavado con agua y membranas.
- Se ha hecho un análisis de que influye a la hora de obtener el número de metano y se concluye como afecta positivamente los gases inertes en este caso pudiéndose obtener una mejora en la relación de compresión.
- Se ha buscado comprender el funcionamiento de un motor que funciona con gas natural, estos motores sin modificaciones pueden ser usados sin modificaciones para el uso de biometano como indican los propios fabricantes.
- De la observación de la producción de biogás en Valladolid se concluye que con una pequeña parte de la producción se puede abastecer a una flota piloto de 10 autobuses y con algo más de un tercio a 48 autobuses que es casi un tercio de la flota actual de AUVASA.

- Se han analizado las distintas formas de distribución del gas natural, que del mismo modo podría aplicarse al biogás o biometano, descartando por completo la licuefacción y regasificación de este, y analizando con detalle la opción de transportarlo a través de gaseoductos o simplemente en el mismo centro de producción almacenarlo comprimido sin necesidad de transportarlo teniendo el mismo centro de distribución en el centro de producción a pocos kilómetros de AUVASA que ha resultado ser la opción más rentable.
- Del estudio de las emisiones, queda demostrado que se reducen en una cantidad importante respecto al diésel y al GLP se reducen en 22,28% respecto al diésel y un 12,38% respecto al GLP, esto referido a las emisiones de forma local, a nivel global se podría decir que estos autobuses son de emisiones neutras.
- Análisis económico de diferentes opciones de distribución y producción donde se concluye que la opción más viable por el momento es la de dimensionar en las instalaciones del EDAR, la producción de biometano a través de la técnica de lavado con agua para 38 autobuses y del mismo modo tener una estación de repostaje en el mismo lugar.

## **8.2 Principales aportaciones del autor del TFM**

Estudio de cómo afectaría a las emisiones de CO<sub>2</sub> de la flota de autobuses de la ciudad de Valladolid, la introducción de un combustible alternativo como es el biometano, habiéndose detectado que con este cambio se produce una importante disminución.

Realización de un análisis del estado del arte, tanto para los procesos de obtención del biogás, técnicas de upgrading y cálculo de número de metano.

El autor también ha realizado una búsqueda y se ha puesto en contacto con las fuentes de donde se puede obtener el biogás en la ciudad, además de realizar una estimación de cuánto de este biogás puede ser transformado en Valladolid y cuanto biometano se puede obtener a partir de aquí.

También por último se hace un análisis económico de la viabilidad de las distintas propuestas de distribución, para saber cuál de ellas es más rentable, y analizar en caso de que no lo fueran en qué contexto de precios de combustible podría serlo.

## **8.3 Sugerencias para desarrollos futuros**

A partir de las conclusiones obtenidas se plantean las siguientes sugerencias para trabajos futuros:

- Analizar la influencia del número de metano utilizando un biometano supuesto de (97,5% metano y 2,5% dióxido de carbono), en los consumos y por tanto en las emisiones de un motor de autobús.
- Dimensionar y calcular de forma más exacta la inversión necesaria para un equipo de upgrading que se usará para la flota de 38 autobuses, ya que en este trabajo no se ha podido detallar esto con una mayor profundidad ya que no era su objetivo.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IDAE and FITSA, *Nuevos Combustibles y Tecnologías de Propulsión: Situación y Perspectivas para Automoción*. 2008.
- [2] C. Chamorro, “La valorización energética de los residuos : El caso del biogás,” 2015.
- [3] “Biogas composition.” [Online]. Available: [http://www.biogas-renewable-energy.info/biogas\\_composition.html](http://www.biogas-renewable-energy.info/biogas_composition.html). [Accessed: 16-Dec-2017].
- [4] María Teresa Varnero Moreno, *Manual de biogás*. Santiago de Chile, 2011.
- [5] IDAE, *Biomasa: Digestores anaerobios*. 2007.
- [6] S. S. Kapdi, V. K. Vijay, S. K. Rajesh, and R. Prasad, “Biogas scrubbing, compression and storage: Perspective and prospectus in Indian context,” *Renew. Energy*, vol. 30, no. 8, pp. 1195–1202, 2005.
- [7] D. Thrän *et al.*, *Biomethane - Status and Factors Affecting Market Development and Trade. IEA Task 40 and Task 37 Joint Study*, no. September. 2014.
- [8] Gas natural fenosa, “Panorámica del Biogás/Biometano,” 2017.
- [9] W. M. Budzianowski, C. E. Wylock, and P. A. Marciniak, “Power requirements of biogas upgrading by water scrubbing and biomethane compression: Comparative analysis of various plant configurations,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 141, pp. 2–19, 2017.
- [10] F. R. H. Abdeen, M. Mel, M. S. Jami, S. I. Ihsan, and A. F. Ismail, “A review of chemical absorption of carbon dioxide for biogas upgrading,” *Chinese J. Chem. Eng.*, vol. 24, no. 6, pp. 693–702, 2016.
- [11] R. Augelletti, M. Conti, and M. C. Annesini, “Pressure swing adsorption for biogas upgrading. A new process configuration for the separation of biomethane and carbon dioxide,” *J. Clean. Prod.*, vol. 140, pp. 1390–1398, 2017.
- [12] S. Haider, A. Lindbråthen, and M.-B. Hägg, “Techno-economical evaluation of membrane based biogas upgrading system: A comparison between polymeric membrane and carbon membrane technology,” *Green Energy Environ.*, vol. 1, no. 3, pp. 222–234, 2016.
- [13] A. M. Yousef, Y. A. Eldrainy, W. M. El-Maghlany, and A. Attia, “Biogas upgrading process via low-temperature CO<sub>2</sub> liquefaction and separation,” *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 45, pp. 812–824, 2017.
- [14] F. Bauer, C. Hulteberg, T. Persson, and D. Tamm, “Biogas upgrading – Review of commercial technologies,” *Swedish Gas Technol. Centre, SGC*, p. 82, 2013.
- [15] T. Patterson, S. Esteves, R. Dinsdale, and A. Guwy, “An evaluation of the policy and techno-economic factors affecting the potential for biogas upgrading for transport fuel use in the UK,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1806–1816, 2011.
- [16] International group of liquefied gas importers., “Position paper on the impact of including methane number in natural gas regulation,” pp. 1–8.
- [17] R. 75.01.01:16, “HIDROCARBUROS. GAS NATURAL. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD,” no. 503.
- [18] M. Malenshek and D. B. Olsen, “Methane number testing of alternative gaseous fuels,” *Fuel*, vol. 88, no. 4, pp. 650–656, 2009.
- [19] B. Giesecking and A. S. Brown, “Novel algorithm for calculating the methane number of liquefied natural gas with defined uncertainty,” *Fuel*, vol. 185, pp. 932–940, 2016.
- [20] Danish Gas Technology Centre, “Algorithm for methane number determination for natural gasses,” no. June, 1999.
- [21] J. Klimstra, “Fuel flexibility with dual-fuel engines.,” 2016.

- [22] Richard Van Basshuysen, *Natural Gas and Renewable Methane for Powertrains*. 2016.
- [23] NIST, “NIST-JANAF Thermochemical Tables.” [Online]. Available: <http://kinetics.nist.gov/janaf/>. [Accessed: 12-Jan-2018].
- [24] US department of energy, “How Do Natural Gas Cars Work?” [Online]. Available: <https://www.afdc.energy.gov/vehicles/how-do-natural-gas-cars-work>. [Accessed: 03-Dec-2017].
- [25] MAN, “MAN LION'S CITY CNG.” [Online]. Available: <https://www.bus.man.eu/es/es/autobuses-urbanos/man-lions-city-cng/resumen/Resumen.html>. [Accessed: 03-Dec-2017].
- [26] Mercedes-Benz, “Citaro NGT.” [Online]. Available: [https://www.mercedes-benz.es/content/spain/mpc/mpc\\_spain\\_website/es/home\\_mpc/bus/home/new\\_buses/models/regular\\_service\\_busses/citaro\\_ngt.html](https://www.mercedes-benz.es/content/spain/mpc/mpc_spain_website/es/home_mpc/bus/home/new_buses/models/regular_service_busses/citaro_ngt.html). [Accessed: 03-Dec-2017].
- [27] IVECO, “URBANWAY CNG.” [Online]. Available: <http://www.iveco.com/ivecobus/es-es/productos/pages/iveco-bus-urbanway-cng.aspx>. [Accessed: 03-Dec-2017].
- [28] SCANIA, “Scania citywide.” [Online]. Available: <https://www.scania.com/es/es/home/products-and-services/buses-and-coaches/our-range/scania-citywide.html>. [Accessed: 03-Dec-2017].
- [29] Auvasa, “Auvasa.” [Online]. Available: <http://www.auvasa.es>. [Accessed: 06-Dec-2017].
- [30] C. Valladolid, “La planta.” [Online]. Available: <http://www.ctrvalladolid.com/laplanta.htm>. [Accessed: 03-Dec-2017].
- [31] Aguas de Valladolid, “Estación depuradora de aguas residuales.” Valladolid.
- [32] G. C. Institute, “Transport Costs.” [Online]. Available: <https://hub.globalccsinstitute.com/publications/building-cost-curves-co2-storage-european-sector/51-transport-costs>. [Accessed: 20-Jan-2018].
- [33] C. Fleets, “The New Bus for London – Diesel / electric hybrid Clean Fleets case study,” pp. 1–5, 2016.
- [34] F.V. Tinaut y A. Horrillo, “GIR Motores y Energías Renovables,” Universidad de Valladolid, 2016.
- [35] Civitas, “Smart choices for cities: clean buses for your city,” p. 27, 2013.