



CONAMA10
CONGRESO NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

COMUNICACIÓN TÉCNICA

Instalación de inyección de biogás a la red de gas natural

Autor: Lucía Pilar Hernández Jiménez

Institución: Universidad Católica de Ávila

e-mail: luciahernandezjimenez@gmail.com

Otros Autores: Alfonso Isidro López (UCAV); Ana M^a San José Wéry (UCAV)

RESUMEN

A pesar del alto potencial de producción de biogás que tiene nuestro país, hasta la fecha no se ha realizado la inyección del biogás a la red urbana de gas natural. En este proyecto se diseña una instalación tipo que permitiría inyectar a la red de gas natural el biogás generado en los proceso de biometamización de los residuos que son fermentables. Para desarrollar el proyecto, hemos partido de la capacidad de una 'planta tipo de tratamiento de residuos sólidos urbanos' (haciendo la media de la capacidad de todas las plantas de España), al igual que de un 'proceso de producción de biogás tipo'. Los residuos son sometidos a una fase de pretratamiento y a una fase de biometanización, obteniendo biogás bruto con unas determinadas características que hemos tomado como referencia. El desarrollo del presente proyecto comienza con dicho biogás bruto, que se comprime y posteriormente se purifica para mejorar la calidad. Se elige la Tecnología Greenlane® CSFR (Compresión, separación por lavado, fraccionamiento instantáneo, recuperación de gas metano, secado y análisis de este) desarrollado por la compañía europea Greenlane®, perteneciente al grupo neocelandés Flotech Group. Una vez adaptado a las características del gas natural, el gas del proceso se regula con una estación de regulación y medida, y finaliza con la odorización e inyección. En este proyecto se hace un estudio de viabilidad técnica, viabilidad medioambiental, viabilidad legislativa y viabilidad económica de inyectar biogás limpio y mejorado a la red de gas natural en España. Se necesita hacer una comparativa de las características y propiedades de ambos gases, su situación de producción y su consumo actual en el territorio español. Además en el presente trabajo se describen el método alternativo utilizado para la generación de energía eléctrica a partir del biogás en nuestro país así como las instalaciones de inyección de biogás a la red de gas natural que están funcionando en otros países. Así mismo se realiza el estudio de viabilidad económica comparando ambas alternativas.

Palabras Clave: Biogas, inyección, gas natural, residuos,

INTRODUCCIÓN

La gestión de los residuos y la reducción de emisión de gases de efecto invernadero son hoy en día, unos de los mayores retos a nivel europeo, nacional y regional. Por ello, la demanda de energías renovables, entre ellas la generación de biogás, va en aumento. Esta demanda de energías alternativas se consideran también, un factor determinante en la disminución de las importaciones de combustibles fósiles y la consecuente dependencia a otros países, más aun cuando en los últimos años han sufrido enfrentamientos por el gas Rusia y Ucrania. *Fernández, R. Diario el País .2009, Moscú.*

El proceso microbiológico de degradación anaerobia, obteniendo así biogás, es aplicado por el ser humano mayoritariamente en depósitos controlados de residuos sólidos urbanos (RSU), plantas de biometanización de RSU, estaciones de depuración de aguas residuales (EDAR) y plantas de biometanización de residuos agrícolas o ganaderos. En España, concretamente, los vertederos de RSU representan la mayor parte de la producción de biogás, y la energía que se produce, se destina a generar electricidad principalmente, o a la generación de calor. Pero existe un enorme campo por desarrollar en lo referente a su generación a partir de residuos agrícolas, ganaderos y alimentarios (residuos agroindustriales). *Garijo, A. 2010.*

Nuestro país, es el cuarto país en producción ganadera y el quinto en producción alimentaria mundial, actividades que generan millones de residuos. España, según datos obtenidos en el proyecto Probiogás, tiene un potencial de generación de biogás a partir de residuos del sector agroindustrial, de 2.600 millones de m³/año accesibles, procedentes de los cerca de 49,7 millones de toneladas/año de residuos. Esto equivaldría al 4,2 % del consumo anual de gas natural en España.

Para el estudio de una instalación que permita inyectar a la red de gas natural española el biogás generado en los proceso de biometamización de los residuos que son fermentables, se puede partir de la capacidad de un “vertedero tipo”, como se desarrollará más adelante, al igual que de un “proceso de producción de biogás tipo” para realizar los cálculos.

El proceso planteado parte de un biogás bruto de determinadas características, obtenido tras la fase de pretratamiento de los residuos y tras la fase de biometanización, que será comprimido y posteriormente purificado para mejorar la calidad. Se elige la Tecnología Greenlane® CSFR (Compresión, separación por lavado, fraccionamiento instantáneo, recuperación de gas metano, secado y análisis de éste) desarrollado por la compañía

europaea Greenlane®, perteneciente al grupo neocelandés Flotech Group. Una vez adaptado a las características del gas natural, el gas del proceso se regula con una estación de regulación y medida (ERM), y finaliza con la odorización e inyección.

En este análisis se lleva a cabo un estudio de viabilidad técnica, viabilidad medioambiental, viabilidad legislativa y viabilidad económica de inyectar biogás limpio y mejorado a la red de gas natural en España, partiendo de las tecnologías y la experiencia de otros países que ya han implantado dicho sistema.

Previamente, se necesita hacer una comparativa de las características y propiedades de ambos gases, su situación de producción y su consumo actual en el territorio español. Esta comparativa se describe a continuación.

SITUACIÓN DEL GAS NATURAL

Como gases naturales pueden clasificarse todos los que se encuentran de forma natural en la Tierra, pero el término «gas natural» es utilizado para nombrar al combustible compuesto por un conjunto de hidrocarburos.

El gas natural se encuentra en la naturaleza bajo tierra en “bolsas de gas”, cubiertas por capas impermeables que impiden su salida al exterior; puede también, encontrarse acompañando al crudo en pozos petrolíferos o bien en yacimientos exclusivos de gas natural.

El principal constituyente del gas natural es siempre el metano (CH_4), que representa entre el 83 y el 97 % del volumen total de la mezcla. Los otros hidrocarburos gaseosos siempre presentes, pero en proporciones menores son etano (C_2H_6), butano (C_4H_{10}) y propano (C_3H_8). Y por último, entre los constituyentes distintos a los hidrocarburos suele encontrarse nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, helio y argón.

CADENA INDUSTRIAL DEL GAS NATURAL

La cadena industrial del gas natural describe el proceso que sigue dicho gas desde que es extraído de las profundidades de la Tierra, hasta que llega al usuario final, gestionado por los correspondientes agentes implicados.

- **Proceso de extracción y separación**

El gas natural bruto se extrae de los reservorios que se encuentran bajo tierra a profundidades que van desde los 500 m hasta los 3500 m. Su formación es similar al de la formación de petróleo. Una vez extraído de los reservorios se somete a un proceso de separación, ya que contiene otros materiales y componentes que deben ser eliminados antes de su uso como por ejemplo [helio](#), [azufre](#) o [agua](#).

- **Proceso de transporte**

Este gas es transportado generalmente a través de [gasoductos](#) pero, para grandes distancias, resulta más económico usar [buques](#). Para el transporte en buques, es necesario licuarlo reduciendo así su volumen para facilitar el almacenamiento y el transporte, dado que a la temperatura ambiente y a la presión atmosférica ocupa un volumen considerable. El proceso de licuefacción reduce el volumen del gas natural 600 veces con respecto al original.

Este Gas Natural Licuado obtenido (GNL), se transporta en metaneros a presión atmosférica y se mantiene a su temperatura (-161°C) a lo largo de toda la navegación, pero se permite que una pequeña cantidad de vapor se disipe por ebullición, en un proceso que se denomina "autorrefrigeración". El gas evaporado se utiliza para impulsar los motores del buque.

El 40% de los buques de GNL son del tipo membrana, muy similar al de otros cargueros. El resto de los buques tienen un sistema de contención de carga que incluye cuatro o más tanques esféricos grandes.

El transporte del gas natural a través de gasoductos, hace que el gas vaya perdiendo presión de forma natural, por lo que existen Estaciones de Regulación y Medida encargadas de regular las presiones a las deseadas.

Por otro lado, los gasoductos o tipos de redes de gas natural son los siguientes:

Redes de transporte primario: Gasoductos de MOP \geq 60 bar.

Redes de transporte secundario: Gasoductos de MOP entre 16 bar y 60 bar.

Redes de distribución: Redes de MOP \leq 16 bar.

- **Regasificación del GNL y distribución**

Una vez que el buque-tanque de GNL llega a la terminal de regasificación en la zona de mercado, el GNL vuelve a su estado gaseoso original al ser bombeado desde los tanques de almacenamiento para ser calentado con vaporizadores hasta las condiciones de entrega especificadas por las empresas de gasoductos y los usuarios finales.

Posteriormente, la distribución a los usuarios es mediante gasoductos convencionales. Otra modalidad de distribución del GNL es a bordo de cisternas especiales diseñadas para su carga, desde las plantas regasificadoras que reciben el producto de los buques

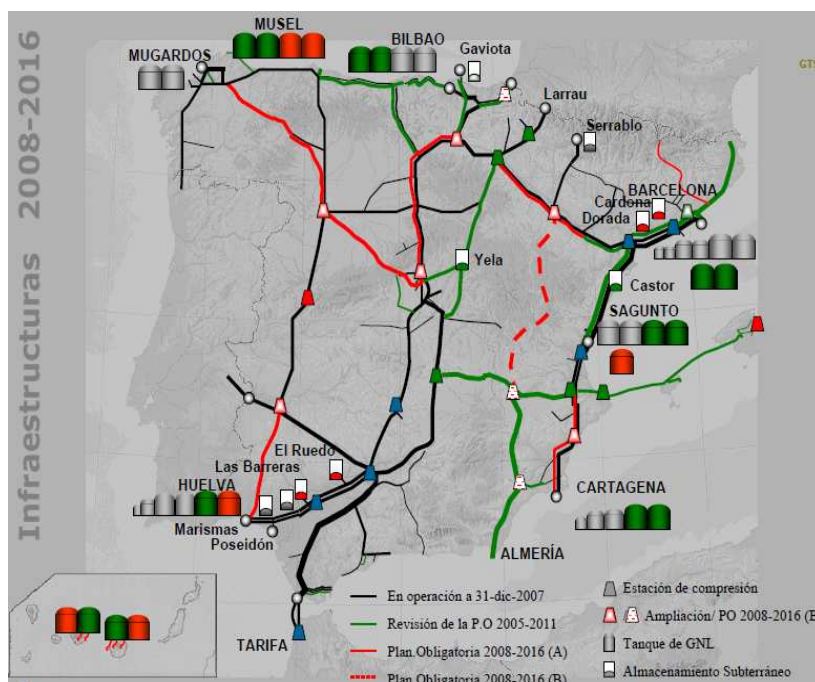
metaneros, hasta clientes que disponen de Planta de Regasificación y ERMs, las cuales cuentan con depósitos de GNL que están diseñados para almacenar y regasificar el gas para su uso. Esta es la única modalidad de transporte de GNL para los clientes a los que no llega el gasoducto convencional.

- **Almacenamiento**

En ocasiones, el gas natural es almacenado en depósitos subterráneos para que la industria del gas pueda afrontar las variaciones estacionales de la demanda.

EL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL

En el caso de España, el desarrollo de las infraestructuras gasistas viene condicionado por la escasa producción de gas nacional, además de por la situación geográfica alejada de los yacimientos europeos del Mar del Norte y Rusia. Ambos factores provocaron un desarrollo tardío del gas natural, que comenzó a finales de los años sesenta con la construcción de la primera planta de regasificación en Barcelona, abastecida a partir de GNL libio y argelino, seguida de las de Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugaridos. *Enagás 2008.*



Instalaciones que constituyen el sistema gasista

- Las Conexiones Internacionales
- Las Plantas de Regasificación.
- Los Gasoductos de Transporte Primario.
- Los Almacenamientos Subterráneos

Figura 1: Infraestructuras del sistema gasista en el periodo 2008- 2016. Fuente: Enagás

- **Agentes del sistema**

Dentro del sector gasista, existe una cadena jerárquica de los agentes implicados. El proceso comienza con el productor, seguido del gestor, de los transportistas y los distribuidores hasta los comercializadores, CURs y clientes finales.

- *Productor*: Realiza la exploración, investigación y explotación de los yacimientos.
- *Gestor Técnico del Sistema*: Responsable de la gestión de la red básica y del transporte secundario. Tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro, el correcto funcionamiento.
- *Transportista*: Titular de instalaciones de almacenamiento, plantas de regasificación o gasoductos de gas natural (con $P >$ de 16 bares).
- *Distribuidor*: Es el titular de distribución de gas natural (con $P \leq$ 16 bares. Debe permitir el acceso de terceros (comercializadores y clientes cualificados) a su red, a cambio del pago del peaje establecido.
- *Comercializador*: Adquiere gas natural (a los productores y a otros comercializadores) y los vende a sus clientes finales a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas.
- *CUR*: Adquiere gas natural (a productores y a comercializadores- subasta) y los vende a sus clientes acogidos al precio regulado. Utiliza las instalaciones de transportistas y distribuidores para el transporte y suministro de gas a sus clientes, a cambio de un peaje.
- *Consumidor final*: Es el consumidor que puede adquirir el gas directamente de los productores (Consumidor Directo de Mercado) o bien a los comercializadores en condiciones libremente pactadas.

- **Orígenes geográficos de los abastecimientos**

En la actualidad, el mercado español se abastece principalmente de un conjunto de diez países, destacando Argelia, con una cuota del 35 %. Nigeria (18,9 %), los Países del Golfo (13,4%), Egipto (12,4%) y Trinidad y Tobago (10,9 %).

Y es que a pesar de la dependencia de suministro de gas natural sea prácticamente del 100%, la demanda de gas natural ha ido en aumento. El gráfico siguiente muestra la evolución desde el año 2000 hasta 2007.

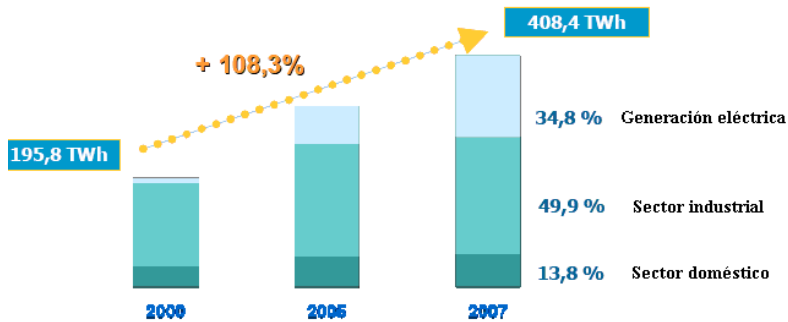


Figura 2: Evolución de la demanda de gas natural por sectores. Fuente: Enagás

SITUACIÓN DEL BIOGÁS

El biogás es una mezcla de gases, fundamentalmente dióxido de carbono (CO_2) entre un 25-50 % y metano (CH_4) entre 50-75 %, así como trazas de compuestos orgánicos volátiles (COV) y otras sustancias, resultado de la degradación biológica de la materia orgánica en condiciones anaeróbicas, es decir, en ausencia de oxígeno. Dicho biogás bruto se genera en dispositivos específicos o medios naturales por la acción de microorganismos, como bacterias metanogénicas entre otras.

PROCESO DE OBTENCIÓN: BIOMETANIZACIÓN

La forma de obtener biogás es sometiendo la fracción orgánica, ya sea procedente de un vertedero, de una depuradora, o de residuos agrícolas o ganaderos, a condiciones anaerobias (ausencia de oxígeno) idóneas para su fermentación. La actividad metabólica del proceso se ve afectada por diversos factores, debido a que cada grupo de bacterias intervienen de forma distinta en las etapas del proceso y responden de forma diferente. Estos factores son la temperatura del sustrato, el tipo de sustrato, la carga volumétrica, el tiempo de retención hidráulico, el nivel de acidez (pH), el grado de mezclado y la presencia de compuestos inhibidores del proceso.

- **Pretratamiento**

La biometanización comienza con la preparación de un sustrato homogéneo con la humedad y la medida del residuo adecuada.

- **Proceso de digestión anaerobia**

Hay gran variedad de sistemas que se han desarrollado específicamente para la digestión anaerobia, en los cuales tiene lugar cuatro fases básicas:

1ª Fase de hidrólisis o licuefacción: un amplio grupo de microorganismos actúa sobre los polímeros orgánicos (glúcidos, lípidos, prótidos) y los convierte en moléculas más sencillas y solubles.

2ª Fase de acidogénesis o acidificación: Los monómeros solubles fermentan (productos de la hidrólisis), transformándose en cadenas cortas de ácidos orgánicos llamados ácidos grasos volátiles y alcoholes mediante bacterias acidogénicas.

3ª Fase de acetogénesis: en esta etapa las bacterias acetogénicas, producen H_2 , ácido acético (CH_3-COOH) y dióxido de carbono (CO_2) a partir de los ácidos formados en la fase anterior.

4ª Fase de metanogénesis: las bacterias metanogénicas son las responsables de la formación del metano (CH_4) a partir de la degradación del ácido acético producido en las fases anteriores y de la reducción del dióxido de carbono por el hidrógeno.

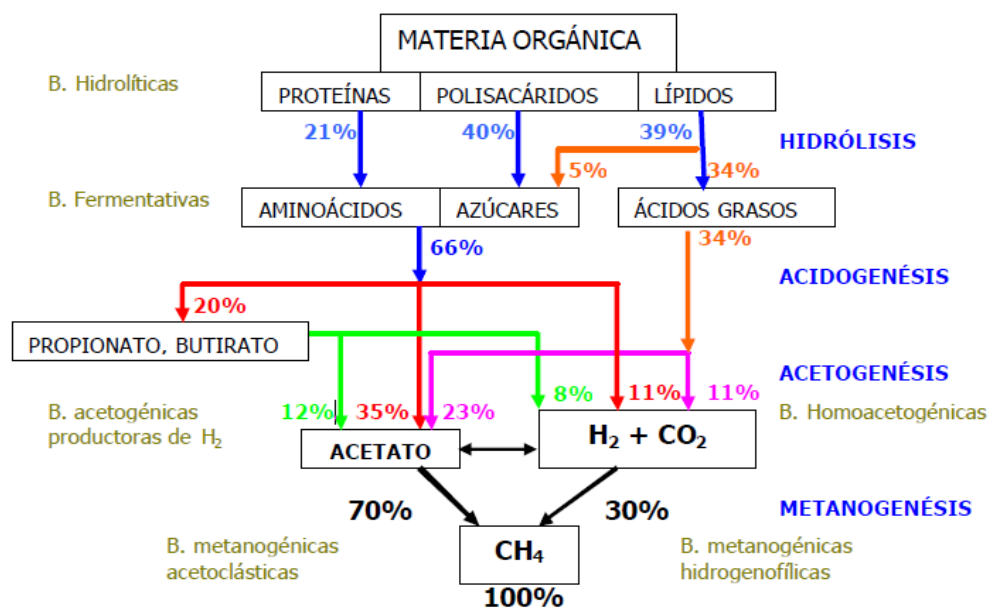


Figura 3: Etapas de la digestión anaerobia. Fuente: Enagás

- **Postratamiento de la materia orgánica digerida**

Hay que contar con la extracción y deshidratación del residuo digerido. Por su parte, el material digerido se deshidrata con un proceso mecánico y produce una fracción líquida y una sólida, siguiendo varias opciones como procesos: centrifugación, filtros prensa y secado térmico. Al menos la fracción sólida puede usarse como regenerador del suelo, generalmente después de dejar que termine de estabilizarse la materia orgánica mediante digestión bacteriana aerobia, introduciendo oxígeno o aire.

LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS BRUTO EN ESPAÑA

El biogás más extendido en España es el generado en los vertederos, pero hay un campo enorme por desarrollar en lo referente a la generación de biogás procedente de la utilización de residuos agrícolas, ganaderos y alimentarios.

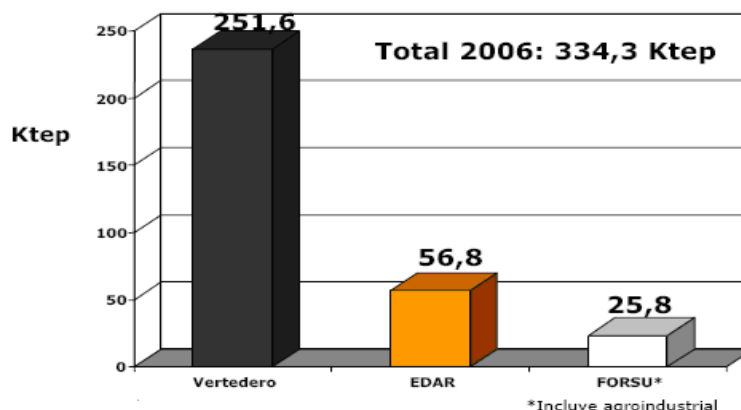


Figura 4: Producción primaria en España de biogás 2006 (Ktep). Fuente: EurObsér´ER.

Uno de los proyectos que nace para fomentar la producción de biogás en España es el proyecto singular estratégico ProBiogás. Este proyecto pretende ahondar en el conocimiento sobre viabilidad económica, legal, ecológica y técnica para desarrollar en España sistemas descentralizados de producción de biogás a partir de residuos agrícolas y ganaderos. Para ello, pretende utilizar tratamientos de digestión anaeróbica óptimos para diferentes condiciones climáticas y se transmitirán a las empresas y asociaciones que participan en el proyecto, contribuyendo a fortalecer la competitividad de los tratamientos de digestión anaeróbica.

En cuanto a las aplicaciones del Biogás, se pretende que estén destinadas a la producción de calor y electricidad mediante motores de cogeneración y además, plantea aplicaciones novedosas como combustible para vehículos, su integración en redes de gas natural o para pilas de combustibles.

A día de hoy, uno de los primeros pasos en los que se ha trabajado es en la creación de un mapa geográfico nacional de residuos agroindustriales. España tiene un potencial total de generación de biogás agroindustrial de 8.000 millones de m³/año accesible, aunque de esta parte, disponibles son 2.600 millones.

Dentro del área de biogás el Plan de Fomento creó el Plan de Energías Renovables, donde se fijó el objetivo de alcanzar los 111,20 MW y 239.103 tep a finales del año 2010, en lo que suponía un crecimiento de 78 MW y 150.000 tep durante el periodo 1999-2010. Como ya es conocido, a finales de 2003 ya se superó el objetivo propuesto, por lo que se hace necesario establecer un nuevo objetivo más acorde.

Por otro lado, para los proyectos de producción de biogás se ha considerado una ratio de inversión de 1.502,53 euros/tep en 2005, que iría descendiendo a un ritmo del 5% anual hasta 2010.

INYECCIÓN DE BIOGÁS A RED DE GAS NATURAL EN OTROS PAÍSES

Aunque la producción de biogás para la inyección a la red de gas sería algo nuevo en nuestro país, otros países disponen desde hace años de varias instalaciones diseñadas con este fin.

ANTECEDENTES

La opción de distribuir biogás tratado a la red de gas natural se ha demostrado en diversos países como por ejemplo en Suecia, Suiza, Países Bajos y Dinamarca. Esto es una prueba de la viabilidad técnica para la posible implantación en nuestro país. En la tabla siguiente, se describen algunas plantas de biogás que inyectan a la red de gas natural, teniendo constancia de la existencia de otras en el resto del mundo, pero de las cuales no se ha recopilado información sustancial. Se muestran datos tan importantes como la procedencia del biogás bruto, el porcentaje de metano que se obtienen después del proceso de mejora, las técnicas de purificación y mejora de dicho biogás bruto, la capacidad de la planta, etc. *Person, 2002.*



PAÍS	CIUDAD	PROCEDENCIA DEL BIOGÁS BRUTO	MEJORA DEL BIOGÁS % EN CH ₄	TÉCNICA DE ELIMINACIÓN DEL CO ₂	TÉCNICA DE ELIMINACIÓN DEL H ₂ S	CAPACIDAD DE LA PLANTA EN m ³ /h	PUESTA EN MARCHA
Austria	Pucking	Estiércol	97	PSA	Biofiltros	10	2005
Canadá	Quebec	Vertedero		Membrana	Carbono activo	500	2003
Alemania	Kerpen	Cultivos		PSA	Carbono activo		2006
	Pliening	Cultivos		PSA	Carbono activo		2006
	Straelen	Cultivos y estiércol		PSA	Carbono activo		2007
	Rathenow	Cultivos y estiércol		PSA	Carbono activo		
	Könnern	Cultivos y estiércol	99	Absorción química	Absorción química	535	2009
	Güstrow	Cultivos	97			5.251	2010
Holanda	Hardenberg	Vertedero	88	Membrana	Carbono activo	375	1991
	Nuene	Vertedero	88	PSA	Carbono activo	1.500	1990
	Spinder	Vertedero	88	Depuración con agua	Óxido de hierro	2.100	1987
	Wijster	Vertedero	88	PSA	Carbono activo	1.150	1989
Suecia	Göteborg	Vertedero	97	Absorción química	Carbono activo	1.600	2006
	Helsingborg	Agroindustrial	97	PSA	Carbono activo	350	2002
	Laholm	Co-digestión		Selexol®	Selexol®	250	2002
Suiza	Bachenbülach	Biológicos	96	PSA	Carbono activo	200	1996

	Jona	Biológicos	96	Lavado Genosorb®	Carbono activo	55	2005
	Prattein	Biológicos	96	Lavado Genosorb®	Carbono activo	300	2006
	Samstagern	Biológicos	96	PSA	Carbono activo	50	1998
EEUU	Hauston	Vertedero		Lavado Selexol®	Lavado Selexol®	9.400	1986
	Staten Island	Vertedero		Lavado Selexol®	Óxido de hierro	13.000	1981
	Cincinnati	Vertedero		PSA		10.000	1986
	Dallas	Vertedero		PSA		10000	2000
	Pittsburg- valley	Vertedero		Membrana		5.600	2004
	Pittsburg-monroeville	Vertedero		Membrana		5.600	2004
	Shawnee	Vertedero		Abs. física		5.500	2001
	Dayton	Vertedero				6.000	2003
	Renton	Depuradora de agua	98	Depuración con agua	Depuración con agua	4.000	1998
Francia	Montech	vertedero				500	1998

Tabla 1: Plantas de biogás que inyectan a la red de gas natural. Fuente: SGC (Svenskt Gastekniskt Center).

TECNOLOGÍAS DE ADAPTAR EL BIOGÁS

Para un adecuado uso del biogás, es necesario separar de él todos los compuestos perjudiciales, para aumentar así su rendimiento, y para no causar daños las instalaciones y equipos utilizados en su aprovechamiento. En la actualidad, existen diversas técnicas que permiten la transformación del biogás bruto en un gas con características similares a las del gas natural comercializado. Los procesos consisten en una primera etapa donde el gas se limpia y acondiciona eliminando tanto la humedad, H₂S y siloxanos, como componentes minoritarios pero igualmente impropios como partículas, otros compuestos, etc. La otra etapa concentra el CH₄ por eliminación del CO₂, y elimina posibles restos de H₂S. En ocasiones, dependiendo de la tecnología, estas dos etapas se realizan al mismo tiempo, combinando al mismo tiempo varias de las técnicas.

- **Proceso de limpieza y acondicionamiento**

Secado del biogás. El agua tiene que ser eliminada del gas antes de ser vertido a la red de gas, utilizando métodos como la refrigeración, la adsorción o la absorción.

- Eliminación del agua por refrigeración: El gas es enfriado en intercambiadores de calor y el agua condensada se separa del gas.

Este método sólo puede bajar el punto de rocío de 0,5 a 1 °C debido a problemas con la congelación en el intercambiador de calor de las superficies. Para lograr puntos de rocío más bajos, el gas tiene que ser comprimido antes de refrigeración y luego subirlo a la presión deseada.

- Eliminación del agua por adsorción: El agua es adsorbida en la superficie de un agente de secado. Este puede ser gel de sílice, óxido de aluminio u óxido de magnesio.

- Eliminación del agua por absorción: Consiste en un recipiente de absorción lleno de gránulos de sal. El gas húmedo es alimentado desde el fondo y la sal se disuelve, ya que absorbe el agua. La solución saturada de sal se extrae con una válvula en el fondo del depósito donde está contenido. La sal no se regenera por lo que se añadirán gránulos de sal nuevos para reponer las sales disueltas.

Eliminación del sulfuro de hidrógeno. El ácido sulfhídrico (H₂S), es un gas con un alto poder corrosivo, por lo que es necesario eliminarlo antes de utilizar el biogás, bien por adsorción física en carbono activo, por oxidación con aire, con óxidos e hidróxidos, o bien por adsorción química con hierro.

- Adsorción física en carbono activo: Con esta técnica, el sulfuro de hidrógeno es adsorbido por el carbón activo (derivado del [carbón](#) , extremadamente poroso y por lo tanto posee un área superficial muy alta que torna muy eficiente los fenómenos de [adsorción](#)). La capacidad de adsorción es de 30 a 45 g de H₂S por g de carbón activo.

- Con óxidos e hidróxidos: El compuesto de metal más utilizado es el óxido de hierro. Una marca registrada es SulfaTreat (sustancia natural sólida, en forma de gránulos para el uso en lechos de reacción). Con SulfaTreat ® fresco y en concentraciones moderadas de sulfuro de hidrógeno, se pueden obtener resultados muy favorables, hasta conseguir la retirada de todos los H₂S del gas a tratar.

- Por oxidación con aire: En el proceso de limpieza del biogás, el contenido de H_2S puede ser reducido significativamente por la adición de 5 a 10 % de aire. Este método cuenta con un filtro de plástico donde queda retenido el azufre, un líquido compuesto de gas condensado y líquidos de separación; y trabaja a una temperatura de aproximadamente $35\text{ }^{\circ}\text{C}$.

La utilización del método es cada vez mayor porque es más barato que la limpieza química. Además, dicho método tiene la ventaja de también eliminar el contenido de amoníaco del biogás.

- Absorción química con Fe: Esta técnica permite que el sulfuro de hidrógeno pueda ser tratado directamente en el vaso digestor. Las sales de hierro son los reactivos más utilizados para la reducción in-situ de las emisiones de sulfuro de hidrógeno. El hierro, en forma de Fe^{2+} , reacciona con los iones de sulfuro para formar sulfuro de hierro, FeS . Los costes del sistema son más bien bajos.

Eliminación de siloxanos. Está considerado el componente de mayor incidencia en el aprovechamiento energético del biogás generado en vertedero o plantas depuradoras de aguas residuales. Esto es debido a que producen daños importantes en los motores empleados, reduciendo por tanto, la vida útil de los mismos por el efecto abrasivo. Su eliminación suele ir de forma conjunta con las tecnologías de eliminación de otros impropios contenidos en el biogás, eliminándose a la vez.

- **Proceso de mejora**

El proceso de mejora es básicamente la separación del metano y el dióxido de carbono del biogás, a fin de obtener la calidad de gas en cuanto a poder calorífico, índice de Wobbe, densidad relativa, etc.

Separación por membrana. El principio consiste en que algunos componentes del gas bruto pasan a través de una membrana ($< 1\text{ mm}$), mientras que otros permanecen

retenidos. El paso de cada componente es impulsado por la diferencia de presión parcial sobre la membrana y es altamente dependiente de la permeabilidad del componente del material de la membrana. Con el fin de obtener metano de alta pureza y su recuperación, la diferencia en la permeabilidad del dióxido de carbono en la membrana, respecto a la permeabilidad de metano, debe ser alta. El inconveniente es que este método requiere elevadas presiones de trabajo 25 -75 atm.

Las membranas pueden construirse a partir de varios polímeros, como por ejemplo, acetato de celulosa. En este material la permeabilidad de CO₂ es 20 veces más rápida que CH₄, y la permeabilidad del H₂S es de 60 veces más rápida a la de metano. Para el agua (H₂O) puede ser 200 veces superior a la del CH₄.

Pressure Swing Adsorption, o PSA. Este es un método por adsorción / desorción del CO₂ en zeolitas o carbón activado a presión a diferentes niveles.

Lavado con agua. El dióxido de carbono se disuelve en el absorbente sin que tenga lugar ningún tipo de reacción química. El agua es el disolvente más utilizado para la absorción de CO₂ en el biogás. La solubilidad del dióxido de carbono en agua aumenta con una presión cada vez mayor, pudiendo regenerarse el agua y ser reutilizada de nuevo para la absorción de CO₂.

Separación por reacción química. Este proceso se basa en el mismo principio que los procesos de absorción sin reacción química, sin embargo, en lugar de simplemente la disolución de estos componentes, el líquido reacciona químicamente con ellos. Debido a los costes de absorción y la eliminación de absorbente contaminado, el absorbente es siempre regenerado. Las alcanolaminas MEA, DEA y la DGA, son ejemplos de absorbentes.

Eliminación criogénica. El CO₂ también se puede separar del metano por el enfriamiento de la mezcla de gases a presión elevada y en forma de líquido. El biogás bruto se comprime a 80 bar. La compresión se lleva a cabo en varias etapas con refrigeración intermedia, y posteriormente, el gas comprimido es secado para evitar la congelación después del proceso. Dicho biogás es enfriado con intercambiadores de calor a -45 °C. El CO₂ condensado se elimina en un separador.

Adición de propano. El propano o gas licuado de petróleo (GLP), es una mezcla de propano y butano, con un alto valor calorífico e índice de Wobbe. Con una composición típica de GLP de 70% de propano y 30% de butano, el valor calorífico neto es de 102 MJ/m³, y el índice de Wobbe bruto es de 85 MJ/m₃. Por lo tanto, la adición de GLP en el biogás incrementará estas propiedades, para adaptarse a las especificaciones de la calidad del gas de tuberías.

Sin embargo, la adición de grandes cantidades de GLP es un método de mejora bastante costoso. Por lo tanto, lo más idóneo es utilizar la adicción de GLP como un método adicional que puede ser combinado con otros métodos de mejora.

	Capacidad de operación m ³ biogás/h	Biogás de entrada				Biogás de salida					
		CH ₄ %	CO ₂ %	N ₂ %	H ₂ S ppm	CH ₄ %	CO ₂ %	Aire %	Punto de rocío °C	N ₂ %	H ₂ S %
PSA	10-10.000	60	40	< 1	< 2	97	3	3-5	0	0	0
Columna agua	10 – 1.000	60	40	< 1	< 200	> 98	< 2	< 1, 5	-10	0	0
Selexol	10 – 1.000	60	40	< 1	< 10	> 98	< 2	< 1, 5	-20	0	0
Criogénica	100 – 20.000	60	40	< 1	< 5	97	3	< 1, 5	-110	0	0

Tabla 2: Cuadro comparativo de las técnicas de mejora más importantes. Fuente: SGC (Svenskt Gastekniskt Center).

PAISES A TENER COMO REFERENCIA EN INYECCIÓN DE BIOGÁS A LA RED DE GAS NATURAL.

Alemania: La producción de biogás para la inyección a la red de gas natural de gasoductos llegó durante la Segunda Guerra Mundial. En esa época ya se consiguió condiciones con alta viabilidad para purificar biogás. Después de una pausa de unos 20 años, se construyeron dos plantas de tratamiento de aguas residuales mejorando la separación y adaptación del biogás, para la alimentación a la red de gas natural.

La primera planta fue en Stuttgart-Mühlhausen, tenía una capacidad de 500 m³/h de biogás bruto, la inversión fue de 0,77 millones de €, de amortización en 10 años. El gas fue vendido por 0,21 € / m³. Esta planta estuvo operando con éxito desde 1984 hasta finales de 1999. La segunda planta en Viersen, con 700.000 habitantes equivalentes, utilizaba el agua como absorbente para purificar el biogás. Operado desde 1982 hasta finales de 1998, tenía una capacidad de 450 m³/h de biogás bruto. Actualmente Alemania cuenta con casi 20 plantas de biometanización, siendo la de Güstrow la más grande hasta el momento, preparada para inyectar 46 millones de metros cúbicos anuales a la red de gas natural, seguida de la de Könnern, que produce 30 millones de biogás bruto al año.

Holanda: Esta adición tuvo bastante éxito en los años 1986 a 1990, ya que el precio del gas natural era muy elevado, de 25 € ct/m³. Actualmente es mucho más rentable económicamente producir electricidad verde procedente del biogás, que adaptar un gas a partir de biomasa que reemplace al gas natural.

Suecia: En este país es más popular la utilización de biogás como combustible para vehículos. Existen 12 plantas que generan y adaptan el biogás a las características del gas natural, pero solo tres de ellas inyectan a la red.

Suiza: Lo mismo ocurre en Suiza, el biogás como combustible para vehículos es cada vez más popular. Pero existen dos puntos donde el biogás es vertido a la red pública de gas natural. Uno de ellos es una rama de baja presión de la red. El otro sitio de la red es de alta presión, el biogás se añade a la red sin purificar. Esto se debe al pequeño porcentaje de biogás que se suma a la red de gas natural.

DISEÑO DE LA INSTALACIÓN TIPO, DE INYECCIÓN DE BIOGÁS A RED DE GAS NATURAL

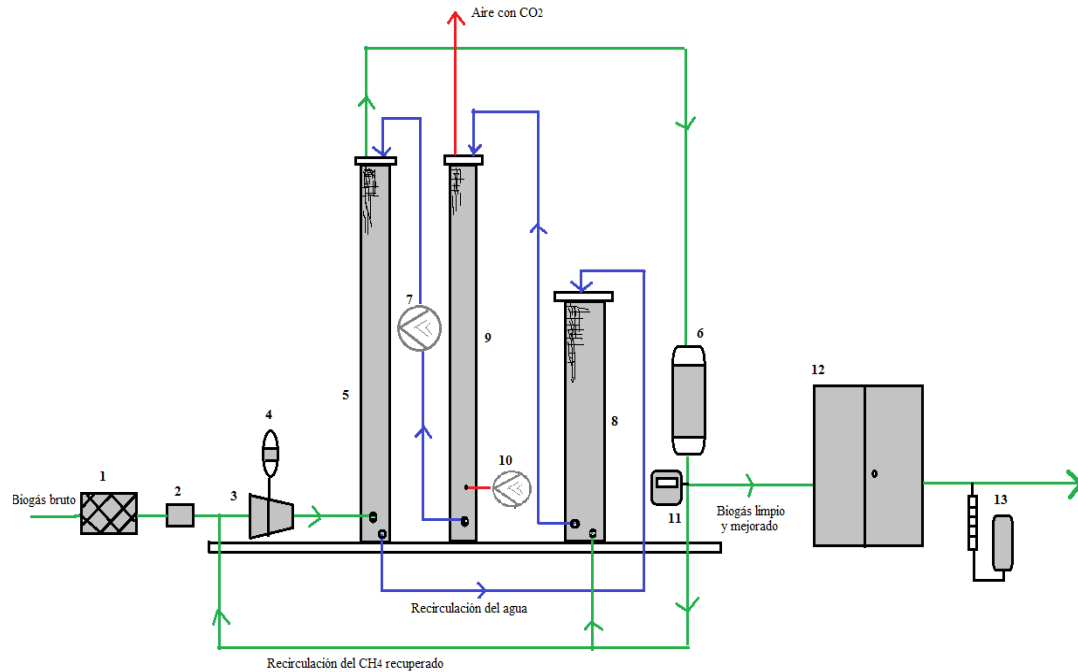
Los cálculos para desarrollar el estudio se basan en las dimensiones de un “vertedero tipo” donde se estima la capacidad de biometanización y la producción de biogás bruto por m³/ año, haciendo la media de todos los vertederos españoles se obtiene como resultado un vertedero con los parámetros siguientes:

- Capacidad total de tratamiento de residuos: 244.175 t/año de residuos
- Capacidad de digestión: 67.400 t/año de residuos = 1.293 t/semana = 7,7 t/h.
- Periodo de funcionamiento: 365 días/año, 24 h/día
- Producción estimada de biogás: 127 m³/t de residuo entrante
- Producción nominal de biogás: 8.559.662 m³/año a presión normal = 977, 1 m³/h.

Producción y composición del biogás generado	
Caudal de producción	977 m ³ /h
Presión de llegada	40 – 250 mbar
Contenido medio en metano CH₄	55 % v
Contenido máximo en oxígeno O₂	0,1 %v
Contenido en nitrógeno N₂	0,5 %v
Contenido en H₂S	2500 ppmv
Contenido en amoníaco	1,2 mg/m³
Contenido en siloxanos	10 mg/m³
Temperatura	15-40 °C
Punto de rocío	10 °C

Tabla 4: Composición de biogás, en condiciones normales, con la tecnología elegida.

El esquema básico del proceso se muestra en la figura siguiente:



- | | |
|---|--|
| 6. Desulfurador del 10 % | 1. Columna de fraccionamiento instantáneo |
| 7. Filtro de partículas | 2. columna de separación por Bomba de aire |
| 8. Compresor | 3. analizador del gas |
| 9. Intercambiador de calor | 4. Estación de Regulación y Medida. |
| 10. Columna de separación por lavado con agua | 5. Sistema de odorización |
| 11. Secador- Calentador | |
| 12. Bomba de agua | |

— Biogás
— Agua
— Aire

Figura 5: Esquema básico de la instalación de inyección de biogás mejorado a la red de gas natural.

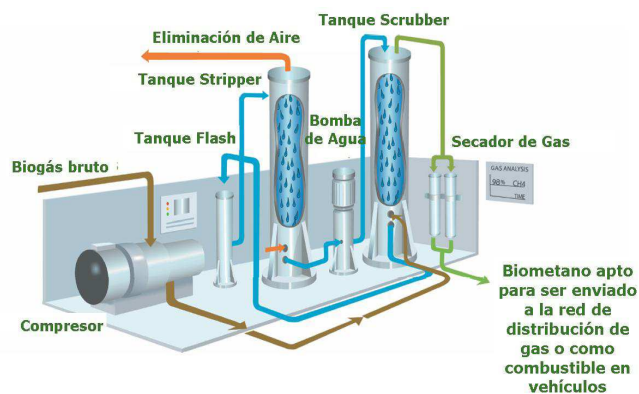
PASOS DEL TRATAMIENTO DEL BIOGÁS DE BIOMETANIZACIÓN

- **Desulfuración parcial**

El biogás generado, previamente a su tratamiento y purificación, es sometido a un proceso de desulfuración para reducir su contenido en H_2S desde la citada concentración media de 2500 ppm hasta 250 ppm, es decir, una reducción del 10 % a través de tratamiento biológico. La torre con la que se lleva a cabo la eliminación de H_2S es de la marca Envirotec, suministrada por Environment Systems & Project.

- **Tecnología Greenlane®**

Para mejorar la calidad del biogás se utiliza la Tecnología Greenlane®, un avanzado sistema de purificación que utiliza tanques de agua presurizada (sin empleo de agentes químicos) para separar el CO₂ y el gas sulfhídrico del biogás para las producción de biometano, y que además, funciona con un sistema de regeneración del agua empleada.



Modelo CSFR 1200

Capacidad Nominal: 1200 Nm³/h Gas Bruto

Rango: 400 – 1200 Nm³/h

Dimensiones estimadas en contenedor: 23 x 2,44 x 14,8 Largo/Ancho/Alto (m)

Figura 6: Sistema de purificación de la Tecnología Greenlane®.

Fuente: <http://www.greenlanebiogas.com/>

Su funcionamiento se describe a continuación:

La alimentación del biogás bruto se suministra a presión atmosférica y agua saturada (HR 100%). La humedad, las partículas, los aceites de lubricación del sistema y los resto de improprios, son eliminados en un filtro de entrada fabricado por Greenlane®, para después comprimir el biogás en dos etapas hasta 9 bar y bajar su temperatura (enfriarlo). El compresor es de la marca Ge Ro-Flo®, el cual tiene la ventaja de soportar altas concentraciones de H₂S, incluso de hasta el 90%. El compresor está apoyado por un intercambiador de calor, necesario para regular la temperatura del biogás comprimido.

El biogás sin tratar entra por la parte inferior de la columna de separación por lavado (columna Scrubber), poniéndose en contacto con el agua del proceso en contracorriente y ascendiendo hacia la salida en la parte superior. Esta columna está constituida por componentes internos, que fuerzan al máximo la exposición del gas con el agua de proceso. El CO₂ y el H₂S se absorben en el agua, por lo que el biogás que abandona la columna de separación por lavado contiene aproximadamente un 98 % de CH₄ a HR 100 %, un 2 % de CO₂ y entre 0-1 % de elementos inertes. Posteriormente, como el biogás se

encuentra saturado de humedad, por lo que se seca a través de una columna de secado PSA/TSA (absorción mediante presiones y temperaturas fluctuantes) para controlar el punto de rocío por debajo de -80°C .

El biogás producido se analiza y si no se adecua al criterio de calidad exigido, se recircula de forma automática a la entrada del compresor para procesarlo volviendo así a empezar el proceso.

El agua del proceso absorbe algo de CH_4 , éste se recupera a presión intermedia en un tanque de fraccionamiento instantáneo (Flashing Tank) y se recircula al compresor para minimizar pérdidas de CH_4 . A continuación, el agua de proceso entra en la columna de separación por aire (columna Stripper), donde se elimina el CO_2 a presión atmosférica. Una vez que el agua está limpia, se bombea de nuevo desde la columna de separación por aire a la columna Scrubber, para continuar el proceso de separación por agua. Por otro lado, ya que el agua del proceso se calienta, es necesario enfriarla mediante un sistema de refrigeración que mantiene las temperaturas del sistema dentro del rango en el que se obtiene la mayor eficiencia.

- **Estación de Regulación y Medida. ERM**

La Estación de Regulación y Medida, acondiciona el gas a la red de transporte o de distribución de Presión $>4\text{bar}$, realizando las funciones de regulación, control de seguridad y contaje.

Las ERMs normalmente están constituidas por dos líneas, una línea está en condiciones de trabajo y la otra actúa como reserva, para entrar en funcionamiento en caso de fallo de la línea principal, por lo que en condiciones normales de funcionamiento sólo la línea principal.

En este estudio, atiende a la presión máxima de servicio de entrada (7 bar) y salida (4 bar) y al caudal máximo que emite ($537\text{ m}^3/\text{h}$), la ERM más adecuada a las necesidades supuestas, es una aérea en armario. Aérea porque reduce los costes y facilita mantenimiento y acceso, en armario porque el caudal no precisa de una estación de mayores dimensiones.

El elemento fundamental es el regulador. Este, permite la reducción y la estabilización de la presión de salida, a pesar de las oscilaciones que pueda haber en la presión de entrada y de las variaciones del caudal demandado. Cuando la presión aguas abajo del regulador es superior a la tarada (en este caso, en el supuesto que fuera 4,1 bar por ejemplo), la presión ejerce sobre la membrana una fuerza inferior a la del muelle, y se establece mayor paso del gas (en nuestro ejemplo, alcanzaría un valor de hasta 4,1 bar).

Completando a los reguladores, estas estaciones disponen de dispositivos de seguridad para prevenir sobrepresiones excesivas en la salida, llamadas válvulas de reinterrupción de seguridad (VIS).

El contador más idóneo que se considera, es uno de pistones rotativos; Contador G- 160 Caudal 250 - 12 m³/h, elegido en base al caudal de 537 m³/h a presión absoluta de 1 atmósfera.

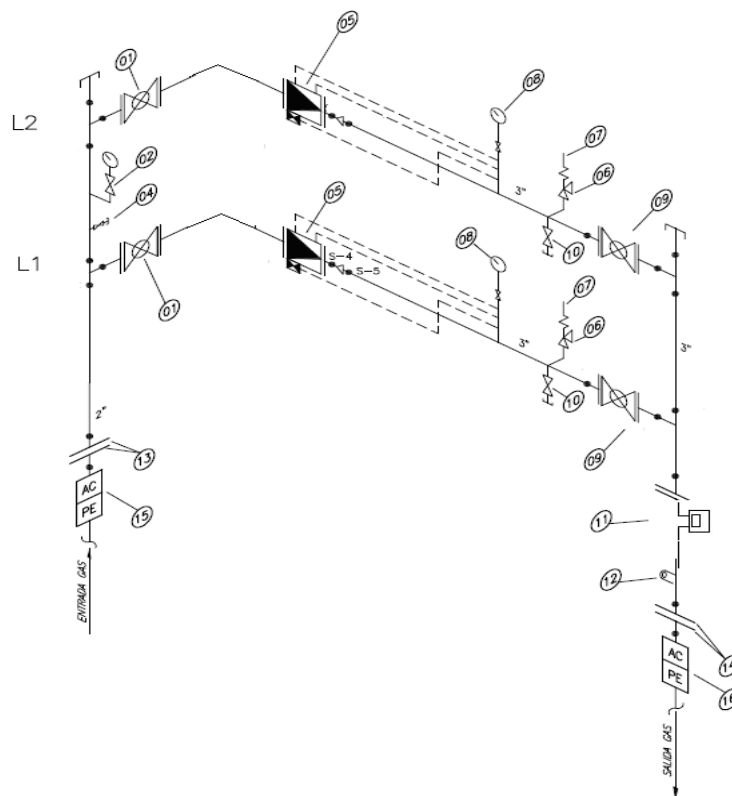


Figura 7: Esquema general de la ERM.

DATOS DE DISEÑO Y OPERACIÓN

CAUDAL MÁXIMO ERM (MOP≤0,4)	: 624 Nm ³ /h
CAUDAL MÁXIMO POR LÍNEA DE REGULACIÓN (MOP≤0,4)	: 624 Nm ³ /h
Nº LÍNEAS MÁXIMAS	: 2+0
PRESIÓN DE ENTRADA	: MÁXIMO 10 bar (PE100/11)
PRESIÓN DE SALIDA	: MOP≤5
RADIOGRAFIADO AL 100%. LÍQUIDOS PENETRANTES EN SOLDADURAS SIN POSIBILIDAD DE RADIOGRAFIADO. PRUEBAS DE RESISTENCIA Y ESTANQUEIDAD SEGÚN UNE: 60.312	
EL CAUDAL DE DISEÑO DE LA INSTALACIÓN CORRESPONDE AL DEL MÁXIMO CALIBRE DE CUANTÓMETRO POSIBLE (G-65 DN80), A LA MÁS ALTA PRESIÓN DE OPERACIÓN INDICADA (MOP 5).	

Tabla 5: Datos de diseño y operación de la ERM.

POSICIÓN	DENOMINACIÓN	DN	MATERIAL	FABRICANTE
1	Válvula de sección tipo esfera accionamiento por palanca.	2"	Acero	VALPRES
2	Manómetro concéntrico, Ø esfera: 100 mm, escala 0-16 bar.	R ½"	Aleación Cu/Zn	WIKA
4	Válvula de purga	R ½"	Acero	ISO
5	Regulador de presión de gas, modelo Norbal con VIS de máxima y mínima incorporada.		Acero	FIORENTINI
6	Válvula de seguridad de escape (VES)	R1"	Acero	FIORENTINI
7	Conducto de escape de la VES	R1"	Acero	--
8	Manómetro concéntrico, Ø esfera: 100 mm, escala 0-6 bar.	R ½"	Aleación Cu/Zn	WIKA
9	Válvula de sección tipo esfera accionamiento por palanca.	2"	Acero	VALPRES
10	Válvula de purga y tarado.		Latón	JLX
11	Contador G- 160 Caudal 250 - 12 m3/h			KROMSCHROEDER
12	Orejeta para toma en tierra	--	Acero	--
13	Brida de conexión de entrada	2"		Almesa
14	Brida de conexión de salida			Almesa
15	Transición acero- polietileno salida		AC- PE	IBERFUSION
16	Transición acero- polietileno entrada		AC- PE	IBERFUSION

Tabla 6: Componentes de la ERM

- **Odorización**

La odorización es obligatoria para proporcionar al gas un olor característico y estable, "olor a gas". Entre las sustancias susceptibles de ser usadas como odorizantes, el tetrahidrotiofeno (THT) y el terbutil mercaptano (TBM), son las mas utilizadas. De igual manera, las mezclas de ambas, en diversas proporciones, son usadas como odorizantes y conocidas con diversos nombres comerciales.

De los métodos existentes, el sistema elegido es el de inyección líquida por bomba dosificadora, ya que los sistemas de odorización por efecto mecha y por saturación de caudal parcial tienen solamente valor histórico y el sistema de odorización por goteo ha caído prácticamente en desuso.

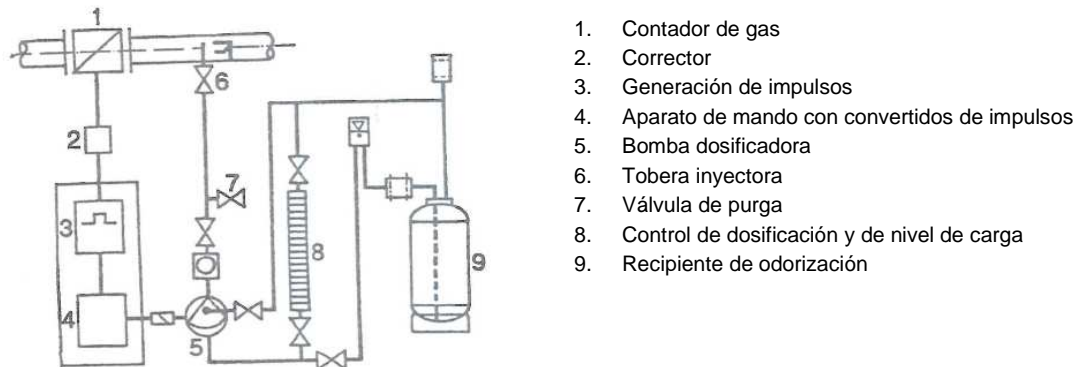


Figura 8: Odorización por bomba dosificadora. Fuente: Sedigás.

- **Inyección**

El permiso de inyección a la red de gas tendría que solicitarse a la Transportista de gas natural.

VIABILIDAD DEL PROYECTO

En la viabilidad del presente estudio se deben considerar factores como: tecnología, disponibilidad, garantía de suministro y de calidad del biogás, costes, etc. Además, los condicionantes medioambientales del entorno o los trámites legales a llevar a cabo frente a las administraciones competentes, son otros aspectos a tener muy en cuenta.

VIABILIDAD TÉCNICA. ESTUDIO COMPARATIVO BIOGÁS – GAS NATURAL.

Adaptar biogás a las características del gas natural que se encuentra en la red de distribución, es viable en el ámbito técnico. Como ya se ha visto, existen diversas tecnologías para mejorar el biogás bruto al igual que diversas empresas y marcas registradas que comercializan a nivel mundial, adaptándose a las especificaciones de cada país.

La mayor garantía de que el presente estudio es factible técnicamente, es que este sistema está implantado en muchos otros países con éxito, y con prometedoras expectativas para el futuro.

Diferencias en su composición

Componente	Contenido en el gas natural en España	Contenido en el biogás al 60 %	Biogás mejorado al 98 % con Greenlane®
Metano CH₄	86,15 %	50-75 %	98 %
CO₂	12,68 %	25-50 %	2 %
Propano	0,40 %	0 %	0 %
Butano	0,09 %	0 %	0 %
H₂S	0 %	0-5000 ppm	0 %
NH₃	0 %	0-500 ppm	0 %
Vapor de agua	0 %	1-5 %	0 %
Partículas inertes	0 %	>5µm	0,1 %
N₂	0,68 %	0-5 %	0 %
Siloxanos	0 %	0-50 mg/m ³	0 %

Tabla 7: Cuadro comparativo de los componentes del gas natural y el biogás.

Diferencias en sus propiedades

Propiedad	Gas natural	Biogás 55 %	Biogás mejorado al 98 % con Greenlane®
Densidad relativa	0,773 kg/Nm ³	1,213 kg/Nm ³	0,575 kg/Nm ³
P. C.S.	11,645 kWh/Nm ³	5,769 kWh/Nm ³	10,280 kWh/Nm ³
P.C.I.	10,560 kWh/Nm ³	5,472 kWh/Nm ³	9,710 kWh/Nm ³
Índice de Wobbe	15,200 Kwh/Nm ³	6,950 Kwh/Nm ³	13,563 Kwh/Nm ³

Tabla 8: Cuadro comparativo de las propiedades del biogás y del gas natural.

Los cálculos de las propiedades del biogás al 98 % de CH₄ son los siguientes:

$$- \rho \text{ relativa del biogás al 98 \% de CH}_4 = (0,98 \cdot 0,68 + 0,02 \cdot 1,87) / 1,225 = 0,575 \text{ kg/Nm}^3$$

- PCS del biogás al 98 % de CH₄ = 0,98 · 10,49 = 10, 280 kWh/Nm³

- Índice de Wobbe del biogás al 98 % de CH₄ = 10,2802 / √ 0,575 = 13,563 Kwh/Nm³

**ρ relativa biogás = ρ absoluta(CH₄ + CO₂) / ρ absoluta
aire**

Fórmula 1: Densidad relativa

**Índice de Wobbe = P.C.S. / √ρ relativa del
gas**

Fórmula 2: Índice de Wobbe

VIABILIDAD MEDIOAMBIENTAL

En el presente punto, veremos que una de las motivaciones de esta instalación, es precisamente la gran viabilidad medioambiental que supone el aprovechamiento energético del metano generado tras la biometanización.

Medio	Descripción del impacto	Valoración del impacto	Medidas correctoras
Aguas Subterráneas	Filtración de aguas potencialmente contaminadas	Nulo	Pavimentación de la instalación.
Aguas Superficiales	Vertido de aguas potencialmente contaminadas en los procesos de limpieza y mejora.	Nulo	Recubrimiento de la zona de almacenaje. Depuración y reutilización de las aguas del proceso.
Atmósfera y Clima	Emisión de gases de efecto invernadero	Nulo	Inyección del CH ₄ a la red de gas natural
		Negativo, notable	Emisiones de CO ₂ en un 45%.
Fauna	Aumento del grado de antroporfismo y disminución del terreno.	Negativo, directo	El área ocupada no es apreciable con respecto al vertedero tipo.
Población	Aceptación social de la instalación	Positivo	Ya que se impartirán campañas de educación ambiental y política de puertas abiertas.

	Emisiones de ruidos	Negativo, directo y acumulativo.	Instalación de sistemas antirruído y antivibraciones.
	Modificación del paisaje	Negativo simple y permanente	Zona adjunta al vertedero tipo, que ya contemplará dichos aspectos.
	Incremento de puestos de trabajo	Positivo	
Recursos	Consumo de agua	Negativo, mínimo	Reutilización de las aguas del proceso
	Producción de biogás limpio	Positivo	Remuneración de la inyección a red de dicho gas Participación en la autonomía de producción de energía Utilización de un residuo como fuente energética
Suelo	Erosión	Nulo	
	Modificación del uso actual	Nulo	La instalación formará parte del vertedero tipo.
Vegetación	Efectos en el exterior de la parcela	Nulo	
	Desaparición de la vegetación de la parcela	Negativo, mínimo y permanente	Incorporación de zonas arboladas correspondiente a la superficie ocupada por la instalación.

Tabla 9: Tabla comparativa de viabilidad medioambiental.

Analizando la tabla 9, se llega a la conclusión de que la instalación planteada no supone riesgos medioambientales ya que los impactos negativos generados son mínimos y fácilmente corregibles

Esta instalación genera de forma global un impacto medioambiental positivo ya que minimiza al máximo las emisiones incontroladas de CH₄, (que produce un efecto invernadero 20 veces superior al CO₂), y reducción de CO₂ por sustitución de energía fósil.

Además, supone la captación de sulfuros para ser gestionados debidamente, no emitiéndolos a la atmósfera.

VIABILIDAD LEGISLATIVA

La purificación de biogás y su inyección a la red de gas natural supone en España una tecnología sin precedentes de aplicación.

Esta circunstancia se refleja en las disposiciones regulatorias, legislativas y normativas que afectan a la industria del gas, tanto desde un punto de vista de las instalaciones como de la propia actividad. Carecen por completo de referencia alguna a la implantación de esta tecnología.

La implantación extensiva de esta tecnología aconsejaría pues contemplar en unos casos, y adaptar en otros, determinadas disposiciones regulatorias asociadas a la actividad gasista.

No obstante, las disposiciones regulatorias españolas sobre la materia no impiden la implantación de una instalación como la proyectada, y se pueden asimilar las disposiciones exigibles.

En este sentido, la Unión Europea, a través de una muy reciente Directiva, ya recoge la necesidad de impulsar dichas adaptaciones legislativas, orientadas al desarrollo de esta tecnología. La transposición de dicha Directiva a la legislación española está aún pendiente, a pesar de haberse cumplido los plazos que la propia Directiva ha establecido para ello.

- Impulso europeo al acceso de biogás a las redes de gas. **Directiva 2009/28/CE**
- Marco gasista de actividad e instalación. **Ley 34/1998**
- Peajes regulados. **Real Decreto 949/2001**. Orden ITC/3520/2009.
- Condiciones técnicas reguladas de entrega de gas. Normas del Gestor Técnico del Sistema. **NGTS**
- Requisitos técnicos como instalación de gas. **Real Decreto 919/2006**

VIABILIDAD ECONÓMICA

La tecnología contemplada en este proyecto se presenta como una alternativa a la producción en régimen especial de electricidad a partir de biogás.

Por ello, se debe estudiar también la rentabilidad para cada una de las tecnologías, partiendo de una misma disposición, en cantidad y poder calorífico, de biogás.

Estimando las inversiones, los ingresos y los costes asociados se calcula su rentabilidad en términos de Tasa Interna de Retorno (TIR).

Las principales conclusiones que se pueden deducir son las siguientes:

- La generación eléctrica requiere de una mayor inversión, requiere de unos mayores costes de operación y mantenimiento y genera unos ingresos también mayores, proporcionando en definitiva unos mayores flujos de caja que compensan en la misma proporción la mayor inversión.
- Con unos ingresos unitarios de 0,19 céntimos de euro por cada kWh de gas que se inyectan a la red, el nivel de rentabilidad que se alcanza es similar a la que se alcanza con la generación eléctrica. Se estima que el precio medio actual de aprovisionamiento del gas natural, puesto a la entrada de la red, está en torno a dichas cifras.
- No obstante cabe recordar que el kWh eléctrico vendido a partir de energías renovables está primado. Cualquier prima regulada equivalente que se aprobara por parte del Estado para la producción de gas a partir de biogás y su acceso a la red, supondría para la tecnología de mejora de biogás y su inyección a la red de gas natural, un incentivo definitivo para el posible inversor.

BIBLIOGRAFÍA

- Persson, M. " Evaluation of upgrading techniques for biogas" Report Swedish Gas Center 142. Noviembre 2003, Schweden .
- Jönsson, O. y Dahl, A.; "Adding gas fom biogas to the gas grid". Report Swedish Gas Center 118. Julio 2001, Schweden .
- Persson, M. Jönsson, O y Wellinger, A. " Biogas Upgrading to Vehicle Fuel Standards and Grid Inyection". Swedish Gas Center (SGC). 2006, Schweden.
- Reina Hernández, J.; "From the biogas to vehicle fuel. Study of CO₂ absorption in a pancked column".10º Congreso Mediterráneo de ingeniería Química. 2005, Barcelona- Spain.
- Person, M.; Evaluation of upgrading techniques for biogas". School of enviromental Engieneering. Lund Universiti. 2003, Sweden.
- Reina Hernández, J.; "Biogás para la automoción o su inyección en la red de gas natural". Revista de la industria medioambiental Infoenviro, Julio/Agosto 2007.

- García Feijoo, “Maximización del aprovechamiento de recursos naturales en Gústrow”. Revista de la industria medioambiental Infoenviro, Marzo 2010.
- Muñoz, S.; “Resultados y conclusiones del proyecto BioSofc”. Revista de la industria medioambiental Infoenviro, Marzo 2010.
- Zapata Aranda, P.; “Farmagás: producción de biogás a partir de residuos agrícolas en granjas europeas”. Revista de la industria medioambiental Infoenviro, Marzo 2010.
- Porta, A; “Plantas de biogás en explotaciones ganaderas”. Ecobiogás.
- Enagás: Cuantificación de las materias primas para cuantificación del biogás:
[http://213.229.136.11/bases/ainia_probiogas.nsf/0/FEB62601BC95C8D6C125773D00394446/\\$FILE/Resumen_inf_cuantificacion.pdf](http://213.229.136.11/bases/ainia_probiogas.nsf/0/FEB62601BC95C8D6C125773D00394446/$FILE/Resumen_inf_cuantificacion.pdf)