

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



"ESTUDIO SOBRE LA
PRODUCCIÓN DE BIOMETANO
PARA SU INYECCIÓN EN LA RED
DE GAS NATURAL"

TRABAJO FIN DE GRADO

Diciembre
2021

AUTOR: Jorge Santos García

DIRECTOR/ES: Jesús Maldonado García

Damián Crespí Llorens

OBJETO DEL ESTUDIO.

El objeto del presente estudio es plantear una alternativa en la actividad desarrollada en las instalaciones del Centro de Tratamiento de Residuos de Alicante (CETRA), donde la producción de biogás obtenida en el digestor es incorporada a la corriente de biogás producida por la desgasificación del vertedero, haciendo un aprovechamiento energético de todo el biogás producido por medio de su combustión. Este planteamiento proporcionaba hace unos años un beneficio económico a la empresa encargada de la explotación de las instalaciones, así como un beneficio medioambiental a la sociedad, al producir una energía eléctrica de carácter renovable. La situación actual y las nuevas políticas desarrolladas por la Unión Europea, encaminadas a una reducción en la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y descarbonización de la industria y del transporte, hacen necesario el desarrollo e implementación de nuevos vectores energéticos que permitan alcanzar dichos objetivos.

Para ello, la alternativa planteada en este estudio consiste en diferenciar la producción de biogás dentro del CETRA, y destinar el biogás obtenido mediante el digestor a la producción de biometano. Se abordará su posible canalización y transporte hasta la entrada del polígono industrial del Pla de la Vallonga, situado a la entrada de la ciudad de Alicante, en el nudo de las autovías A-7 y A-31 y a una distancia aproximada de 5 kilómetros del CETRA, con el objetivo de inyectar dicho biometano producido a una futura ampliación de la red de distribución de gas natural.

ALCANCE DEL ESTUDIO.

El alcance del presente estudio abarca un análisis inicial de la situación actual en el sector de la producción de biogás y biometano, para posteriormente poder aplicarlo a la instalación objeto del estudio. Se realizará la selección de la técnica más adecuada para la producción de biometano, y una vez seleccionada se contactará con diversas empresas especializadas con el objetivo de escoger la propuesta más adecuada, no siendo parte de este estudio el diseño de la planta de enriquecimiento de biogás. Posteriormente se planteará la canalización de biometano hasta el polígono Industrial del Pla de la Vallonga con un posible trazado, cumpliendo con la normativa en cuanto a la canalización de gases combustibles, especialmente la recogida en la norma UNE 60311 “Canalizaciones de distribución de combustibles gaseosos con presión máxima de operación hasta 5 bar”. Finalmente se evaluará la viabilidad tanto técnica como económica de las propuestas planteadas en el estudio, con el objetivo de una posible implementación de las mismas en un futuro.

ÍNDICE:

CONCEPTO Y SITUACIÓN ACTUAL DEL BIOGÁS Y BIOMETANO.....	7
1.1. CONCEPTO DEL BIOGÁS.	8
1.2. ANTECEDENTES DEL BIOGÁS.....	10
1.3. LA DIGESTIÓN ANAEROBIA.	14
1.4. PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS.	18
1.5. RESIDUOS UTILIZADOS EN LA FORMACIÓN DE BIOGÁS.....	26
1.6. USOS DEL BIOGÁS.	30
1.7. SITUACIÓN ACTUAL DEL BIOGÁS.	42
1.7.1. La producción de biogás en Europa.	43
1.7.2. La producción de biogás en España.....	53
1.8. ALTERNATIVA PROPUESTA.....	64
PRODUCCIÓN DE BIOMETANO.	66
2.1. CONTAMINANTES A ELIMINAR	67
2.2. TÉCNICAS DE LIMPIEZA Y ENRIQUECIMIENTO.....	74
2.2.1. Eliminación dióxido carbono.	74
2.2.2. Eliminación del agua.....	83
2.2.3. Eliminación del sulfuro de hidrógeno.	87
2.2.4. Eliminación del amoníaco.....	91
2.2.5. Eliminación de los siloxanos.	91
DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL CETRA.	93
3.1. TRATAMIENTO Y REVALORIZACIÓN DE RESIDUOS.	94
3.2. ACTIVIDADES DESARROLLADAS.....	97
SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA Y PROVEEDOR.....	113
4.1. SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA.....	114
4.2. PROPUESTAS DE PROVEEDORES.	118
4.3. SELECCIÓN DEL PROVEEDOR.....	120
4.4. DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD SELECCIONADA.	121
4.5. PROPIEDADES DEL BIOMETANO PRODUCIDO.	130
CANALIZACIÓN DE BIOMETANO.	132
5.1. UBICACIÓN DE LA UNIDAD UPGRADING.....	133

5.2. REGULACIÓN DE PRESIÓN A LA SALIDA DE LA UNIDAD DE MEMBRANAS.	134
5.3. CANALIZACIÓN DE BIOMETANO.	140
5.3.1. DATOS BÁSICOS.	141
5.3.2. SOLUCIÓN ADOPTADA.	143
5.3.3. DESCRIPCIÓN DE LA CANALIZACIÓN.	146
5.3.4. CONSTRUCCIÓN DE LA RED.	151
5.3.5. MÉTODO CONSTRUCTIVO.	153
PRESUPUESTO Y VIABILIDAD ECONÓMICA	160
6.1. PRESUPUESTO.	161
6.2. VIABILIDAD.	165
CONCLUSIONES.	169
BIBLIOGRAFÍA.	172
ANEXO I. PROPUESTAS DE LOS PROVEEDORES.	176
ANEXO II. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA APLICABLE.	188
ANEXO III. CÁLCULO DE PROPIEDADES DEL BIOMETANO	194
ANEXO IV. CÁLCULOS DE VIABILIDAD ECONÓMICA.	209
ANEXO V. PLANOS	222

1. CONCEPTO Y SITUACIÓN ACTUAL DEL BIOGÁS Y BIOMETANO.



1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

1.1. CONCEPTO DEL BIOGÁS.

El biogás es un gas combustible formado por metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂) y pequeñas concentraciones de otros gases, como ácido sulfhídrico (H₂S), hidrógeno (H₂), oxígeno (O₂), amoníaco (NH₃), vapor de agua, etc. Es obtenido de forma natural por la descomposición de la materia orgánica, tanto de origen animal como vegetal en un conjunto de procesos microbiológicos en ausencia de oxígeno conocidos como digestión anaerobia. La cantidad o proporción de metano en el biogás depende del substrato utilizado y del funcionamiento del proceso.

Compuesto	Parámetro	Biogás de vertedero	Biogás de EDAR	Biogás de residuos orgánicos
Metano	% vol.	40-50	60-65	53-75
Dióxido de carbono	% vol.	30-40	35-40	30-45
Oxígeno	% vol.	0-2	-	-
Nitrógeno	% vol.	5-15	<1	0,2
Hidrógeno	% vol.	1-3	-	-
Ácido sulfhídrico	ppmv.	20-300	10-1000	<4000
Amoníaco	ppmv	5	-	100
Agua	-	saturado	saturado	saturado

Tabla 1. Composición del biogás (Varnero Moreno,M.T)

Como se observa, el biogás además de metano como gas presente generalmente en mayor proporción, contiene una serie de compuestos que se comportan como impurezas, siendo necesaria la limpieza y purificación del combustible en función del uso destinado. Un biogás con un contenido en metano del 70% tiene un poder calorífico de 6.000 kcal, valor que se incrementa al aumentar el porcentaje de metano, hasta llegar a los valores del gas natural mediante unas correctas operaciones de enriquecimiento y eliminación de impurezas.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

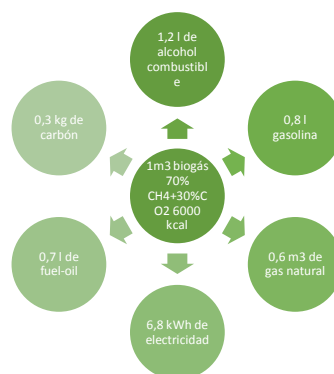


Ilustración 1. Equivalencia del biogás con otros combustibles (CIEMAT).

Básicamente el proceso aerobio o digestión aerobia elimina el 80% de la materia orgánica en forma de biomasa microbiana y el 20% restante en forma de CO₂ y agua, consumiendo para las reacciones oxígeno y requiriendo para ello un aporte neto de energía. En cambio, la digestión anaerobia transforma la materia orgánica en una mezcla de un 5% de biomasa y un 95% en biogás siendo por tanto susceptible de aprovechamiento y valorización económica.

La producción de metano como producto final del proceso de digestión anaerobio es una ventaja adicional y atractiva desde el punto de vista económico y medioambiental, permitiendo el desarrollo de una economía circular, donde encontramos ventajas tales como:

- Una gestión adecuada de los residuos orgánicos urbanos, ganaderos, agrícolas, industriales y lodos de depuradora entre otros, usados como materia prima para la obtención de energía.
- La obtención de biofertilizantes valorizables y ricos en nitrógeno, fosforo y potasio, reduciendo la producción de fertilizantes inorgánicos y sus emisiones asociadas.
- Generación de energías de carácter renovable, sustituyendo a los combustibles más contaminantes de origen fósil.
- Totalmente intercambiable con el gas natural, cuyo origen en la actualidad es del 99% importado, reduciendo la dependencia energética

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

exterior del país, permitiendo una producción descentralizada, autosuficiente y almacenable.

-Contribución a reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GEI).

-Oportunidad para el desarrollo del medio rural y economías locales, permitiendo la fijación de empleo mediante proyectos innovadores de I+D+i de carácter energético y medioambiental.

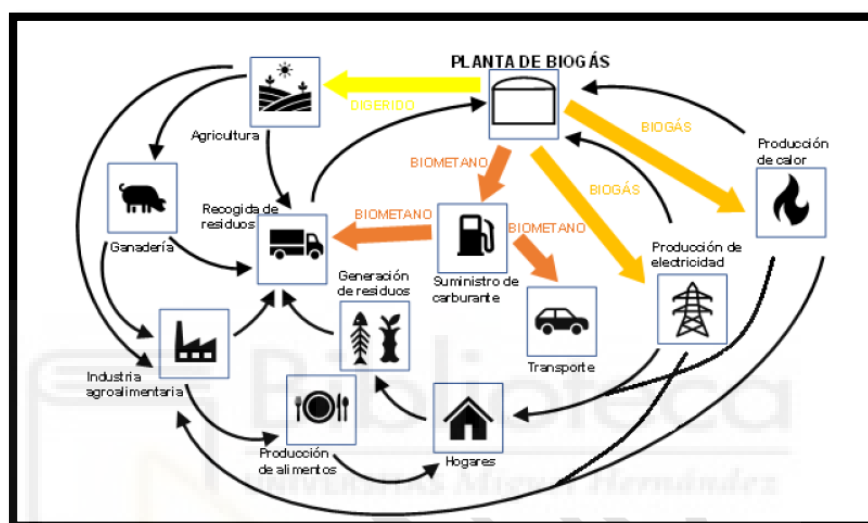


Ilustración 2. Diagrama de usos del biogás y biometano en la economía circular (IDEA).

La filtración de biogás y la reducción de los gases no combustibles del mismo transforma el biogás en un gas rico en metano denominado biometano, un gas combustible con un contenido que puede llegar a ser superior al 99% en metano, siendo una alternativa renovable al gas natural, pudiendo usarse en las mismas aplicaciones, no existiendo diferencias a nivel molecular entre el metano presente en el gas natural de origen fósil y metano presente en el biometano de origen biológico.

1.2. ANTECEDENTES DEL BIOGÁS.

El proceso de digestión anaerobia ocurre desde hace miles de años de forma espontánea en la naturaleza para degradar la materia orgánica, produciendo, por ejemplo, el gas de los pantanos o incluso el gas metabólico producido en el

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

estómago de los rumiantes. Entre todos los procesos de degradación de la materia orgánica, posiblemente este es el mecanismo más primitivo y constituye uno de los primeros signos de vida en la Tierra, como así lo demuestran hallazgos de bacterias fósiles donde inicialmente el oxígeno era escaso en la atmósfera. La aparición de los microorganismos aeróbicos se considera más reciente (Hughes, 1979).

Los primeros inicios relacionados con el uso o producción del biogás se han fijado alrededor de 3000 años antes de Cristo, en restos arqueológicos, donde se han encontrado pruebas que demuestran que los sumerios usaban la degradación anaerobia de algunos residuos orgánicos. Sin embargo, las primeras menciones sobre biogás se remontan al siglo XVII, identificado como un gas inflamable procedente de la descomposición de la materia orgánica, siendo el biogás el origen de los “fuegos fatuos”, debido a la descomposición de residuos animales y vegetales de diferente procedencia.

En el siglo XVIII, el científico italiano Volta publica en una carta “Aria inflammabile native delle Paludi”, en la que describe como en el lago Como, se formaba un gas combustible cuando se agitan los fangos depositados en su fondo, y además concluyó que había íntima relación entre la cantidad de restos orgánicos en descomposición y la cantidad de gas inflamable, y que el principal compuesto del gas era el metano.

A principios del siglo XIX, Dalton estableció la composición química del metano y en 1808 Humphry Davy, produce biogás en un laboratorio usando estiércol, es en este momento cuando muchos autores consideran que se inicia la investigación en el campo del biogás y en 1821 Avogadro determina como es su estructura química.

En 1868, Beauchamp afirmó que la presencia de microorganismos eran los responsables de los procesos que formaban metano a partir de la degradación de la materia orgánica, siendo Pasteur quien descubrió que mediante la temperatura se favorecía el desarrollo de los microorganismos y en describir a los microorganismos anaeróbicos (tipo Clostridium), sugiriendo que se podía

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

hacer uso del biogás para la iluminar las calles, pero no es hasta finales del siglo XIX en la ciudad de Exeter cuando se le da el primer uso al biogás , donde las lámparas del alumbrado público empezaron a utilizar como combustible el gas producido en los depósitos donde se almacenaban los lodos del alcantarillado público. Finalmente, Propoff en 1875, descubrió que la formación de biogás por parte de los microorganismos sólo se producía en condiciones anaerobias.

Durante la primera mitad del siglo XX empezaron a desarrollarse plantas piloto para la obtención de biogás, y se instalaron en Gran Bretaña los primeros digestores para obtener biogás a partir de lodos de aguas residuales. En la década de los años 20, en Birmingham se instalan los primeros motores alimentados con biogás.

Con motivo de la II Guerra Mundial debido a la falta de combustibles convencionales se desarrollaron en Alemania un gran número de plantas de digestión anaerobia con el fin de obtener otras fuentes de energía, extendiéndose al resto de Europa, pero al finalizar la guerra y debido a que se volvió a tener facilidad de acceso a los combustibles fósiles estos proyectos fueron abandonándose quedando únicamente testimonios de estas plantas en Alemania y Francia, siendo Alemania el mayor productor de biogás en la actualidad de Europa.

En la década de los 60 y 70 India ,China y Sudáfrica debido a la escasez de recursos económicos se convierten en líderes en la materia impulsando pequeños proyectos del aprovechamiento energético de estiércol ganadero y residuos de cultivo mediante el desarrollo de pequeños digestores rudimentarios en pequeñas comunidades, estos métodos fueron difundiéndose y desarrollándose de tal manera que en la actualidad estos países cuentan con más de 30 millones de biodigestores funcionando, tanto a pequeña como a gran escala.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.



Ilustración 3. Ejemplo de digester rudimentario alimentado por estiércol en la India.

En los países industrializados la producción de biogás volvió a tomar protagonismo debido a la crisis petrolífera en la década de los 70, desarrollando grandes estudios sobre la producción de biogás y las poblaciones de microorganismos implicadas en el proceso, pero nuevamente a finales de los 80 con la bajada de precios de los combustibles fósiles y su fácil acceso, el interés por la tecnología de la digestión anaerobia volvió a decaer, aunque en algunos países industrializados se desarrollaron importantes programas de plantas anaerobias a escala industrial, y en 1985 en Dinamarca se realizó la construcción de la primera planta centralizada de biogás y producción de energía eléctrica.

Los últimos años de la década de los 90 han sido años muy productivos en cuanto a descubrimientos sobre el funcionamiento del proceso microbiológico y bioquímico gracias al nuevo material y técnicas de laboratorio, que han permitido profundizar en el estudio de las diferentes poblaciones de microorganismos que actúan en condiciones anaeróbicas y en cada una de sus etapas, estableciendo que condiciones son las más favorables en la producción de biogás y así como identificar situaciones inhibitorias en el proceso, permitiendo consolidar tecnologías para la producción de biogás de forma sólida y fiable.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

1.3. LA DIGESTIÓN ANAEROBIA.

La digestión anaerobia es un proceso biológico que degrada la materia orgánica sin presencia de oxígeno en diferentes etapas encadenadas, cada etapa presenta un grupo de microorganismos diferente que utiliza como sustrato los productos metabolizados por microorganismos responsables de la fase anterior. Cada una de las poblaciones microbianas que forman parte del proceso de digestión presenta unas condiciones óptimas para su crecimiento y adecuado desarrollo, teniendo cada una de ellas diferentes velocidades de crecimiento y sensibilidades a diferentes agentes inhibidores. Sin embargo, las condiciones globales de operación han de ser tales que todos los grupos microbianos puedan ser activos simultáneamente, siendo de especial importancia el equilibrio entre la velocidad de generación de productos por parte de un grupo microbiano y la de consumo del mencionado producto por el siguiente grupo (De la Rubia, 2003).

Inicialmente y hasta hace unos años se pensaba que la digestión anaerobia únicamente sucedía en dos etapas, la etapa acidogénica y la etapa metanogénica sucesivas entre sí. En la primera etapa acidogénica un grupo de bacterias fermentativas descomponía los compuestos orgánicos complejos como proteínas, lípidos y glúcidos en ácidos grasos volátiles (AGV), alcoholes, dióxido de carbono, hidrógeno, amoníaco y sulfuro de hidrógeno. En la segunda etapa las bacterias metanogénicas degradaban los productos obtenidos en la primera etapa a metano y dióxido de carbono.

Estudios posteriores y relativamente recientes han demostrado que el proceso es más complejo y las bacterias metanogénicas no eran capaces de metabolizar directamente muchos de los productos obtenidos en la primera fase, lo que implicaba un mayor número de etapas.

Actualmente se acepta la existencia de cuatro etapas consecutivas:

Hidrólisis.

En esta primera etapa las bacterias fermentativas mediante la excreción de enzimas romperían las macromoléculas formadoras de proteínas, glúcidos y

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

lípidos obteniendo aminoácidos, azúcares más simples, ácidos grasos de cadena larga y alcoholes.

Muchos autores consideran esta etapa limitante en la velocidad del proceso global y está determinado por el tipo de residuos utilizado, temperatura, pH y la granulometría del sustrato utilizado.

Acidogénesis.

Las moléculas solubles producidas en la primera etapa son transformadas en compuestos tales como ácido acético que podrían ser utilizados directamente por las bacterias metanogénicas productoras de metano y otros compuestos orgánicos más complejos como ácido propiónico, butírico, ácido láctico, etc. no aprovechable por las poblaciones metanogénicas.

Acetogénesis.

Mientras que en la segunda fase algunos productos de la fermentación podían ser metabolizados directamente por las poblaciones metanogénicas, otros compuestos principalmente ácidos grasos volátiles de cadena más larga deben ser transformados en ácido acético e hidrógeno a través de las bacterias acetogénicas.

Metanogénesis.

Los microorganismos metanogénicos son los responsables de la formación de metano a partir de los compuestos anteriores y son los considerados los más importantes dentro del proceso global denominado biometanización, pero a su vez son los más sensibles a las variaciones de las condiciones del proceso o a la presencia de inhibidores, por tanto, es indispensable un equilibrio entre las diferentes fases.

En esta fase la formación de metano puede ser debido a dos vías:

- La formación de metano a partir de ácido acético por medio de las bacterias metanogénicas acetoclásticas.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

-La formación de metano a partir de dióxido de carbono e hidrógeno por medio de las bacterias hidrogenófilas.

A pesar de existir dos vías en esta fase se considera que el mayor precursor del metano es el acetato, representando alrededor del 70% del total del metano producido (Jeris et al., 1965)

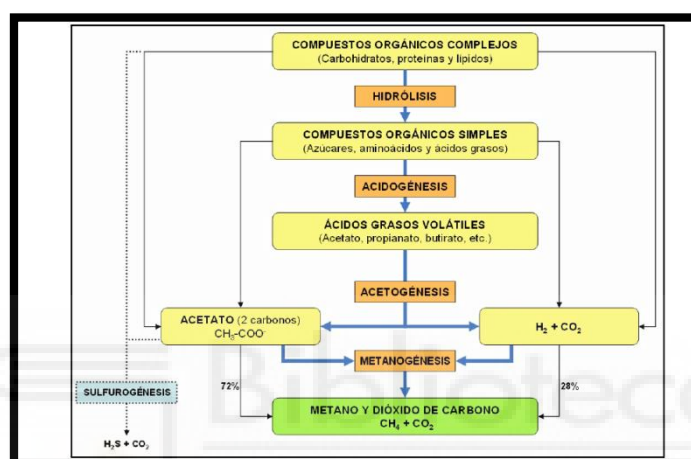


Ilustración 4. Fases de la digestión anaerobia (Pavlostathis.G, Giraldo-Gómez E.)

En el proceso anaerobio uno de los factores más importantes es la temperatura, ya que esta condiciona la velocidad de los procesos biológicos y reacciones químicas. Podemos distinguir tres rangos de temperatura:

- Psicrófilico, el que se produce a temperaturas inferiores de 25°C.
- Mesofílico, entre 25 y 45°C.
- Termofílico, entre 45°C y 65°C.

Dentro de cada rango de temperatura, existe un intervalo en que dicho parámetro se hace máximo, por tanto si el objetivo es obtener la mayor tasa de crecimiento resulta de gran importancia mantener la temperatura del proceso cercano a ese máximo.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

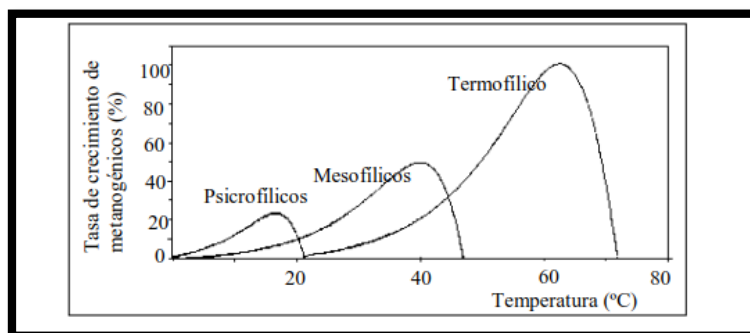


Ilustración 5. Dependencia de la tasa de crecimiento con la temperatura (Van Lier et al, 1993)

La producción de biogás, en ausencia de inhibidores, aumenta con la temperatura, puesto que aumenta la tasa de crecimiento de los microorganismos; temperaturas más bajas implican tiempos de retención más largos, y por tanto mayores volúmenes de reactor, pero a su vez también aumentan los requerimientos energéticos, y puede disminuir la estabilidad del proceso debido a la presencia de determinados tóxicos (Fannin, 1987).

El régimen termofílico presenta la ventaja de una mayor eliminación de microorganismos patógenos, pudiendo ser un factor determinante según el uso final del efluente, sobre todo cuando su destino final es como fertilizante orgánico. Un tratamiento termofílico con una temperatura del proceso superior a 50°C permite en una misma etapa la higienización del digestato y el desarrollo de digestión anaerobia en condiciones termofílicas con bajos tiempos de retención (Angelidaki y Ahring, 1997).

Otra variable a tener en cuenta es el pH, que también desarrolla un importante papel para los microorganismos, que tienen un pH óptimo de crecimiento comprendido en el intervalo entre 6 y 8, presentando dificultades de desarrollo fuera del intervalo de 5-8,5. Como el proceso de digestión debe traducirse en un equilibrio global entre todas las diferentes poblaciones presentes en las distintas fases, el pH debe cumplir con las necesidades de todos los grupos implicados. Generalmente en un proceso de digestión anaeróbica estable, la acción coordinada de los diferentes grupos permite que el pH se sitúe entre 7,4-8,5.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

Por último, en los reactores anaerobios la agitación de su contenido es a su vez primordial para un correcto proceso de digestión anaerobia cumpliendo diversos objetivos, tales como (Noone, 1990):

- Poner en contacto el substrato fresco o influente con la población bacteriana.
- Eliminar los compuestos intermedios generados en cada uno de las etapas de la digestión anaerobia, permitiendo una mejor salida de los gases.
- Proporcionar una densidad uniforme de población bacteriana.
- Prevenir la formación de capa superficial y de espumas, así como la sedimentación en el reactor.
- Prevenir la formación de espacios muertos que reducirían el volumen efectivo del reactor.
- La formación de caminos preferenciales en función de la hidráulica del sistema.
- Eliminar la estratificación térmica, manteniendo una temperatura uniforme en todo el reactor.

1.4. PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS.

Actualmente las vías para la obtención de biogás y su posterior aprovechamiento se pueden englobar en dos grandes grupos:

- Sistemas no controlados: vertederos.
- Sistemas controlados: planta de tratamiento de aguas residuales y plantas de digestión o digestores anaerobios.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

Vertederos.

El biogás se recupera directamente de los vertederos (rellenos sanitarios), proceso que se describe como la digestión anaeróbica pasiva y que sucede de forma natural sin ningún tipo intervención y control sobre cada una de las etapas de la digestión.



Ilustración 6. Imagen de una maquina trabajando sobre frente de vertido.

En los vertederos se entierran los residuos sólidos urbanos (RSU) y otros residuos no peligrosos intercalados con capas de tierra. Un primer grupo de microorganismos van consumiendo rápidamente el oxígeno contenido en estas capas, creando un ambiente anaerobio que permite a un segundo grupo de microorganismos realizar la digestión anaerobia, mediante la cual la fracción orgánica de los residuos se va descomponiendo y se genera biogás también llamado gas de vertedero debido a su procedencia.

La degradación en el vertedero es diferente según la naturaleza de cada residuo, la materia orgánica, como los restos de comida procedente de los residuos municipales se degradan rápidamente, sin embargo, es moderada para los residuos verdes como los procedentes de parques y jardines, se podría considerar como lenta para el cartón, papel, textiles y madera, y casi nula para residuos tales como los plásticos, la piel y la goma. Normalmente, se puede considerar que sólo los residuos alimenticios y de jardín y dos terceras partes del papel contenido en los residuos se degradan para generar biogás en el vertedero (Carreras et al., 2005).

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

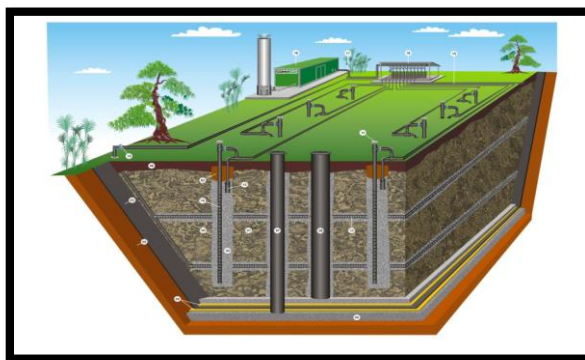


Ilustración 7. Sistema de desgasificación de un vertedero.

El gas generado, al difundirse a través de la masa de residuo, arrastra trazas de compuestos orgánicos y otros contaminantes gaseosos hasta la superficie del vertedero, el gas recuperado tiene por tanto una composición muy variable debido a la heterogeneidad de los residuos allí depositados como de las características propias del terreno donde se encuentra ubicado. Los vertederos deben disponer de un sistema de desgasificación para la recuperación del gas. Uno de los objetivos por los que se recolecta el gas de vertedero es por motivos de seguridad, para evitar accidentes que se puedan generar debido a la formación de mezclas de gas explosivas, un segundo objetivo es minimizar las emisiones de metano a la atmósfera el cual tiene un efecto invernadero 25 veces superior al CO₂ y como último objetivo es la valorización del biogás, generalmente para la producción eléctrica mediante motores de combustión interna (MCIA), estando muy poco implantado en este tipo de instalaciones la cogeneración eléctrica y térmica (CHP).

Los vertederos, al ser sistemas con un menor control del proceso ofrecen una composición del gas más variable, con mayor contenido de componentes no deseables, tales como oxígeno, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y siloxanos, encareciendo los posteriores tratamientos de limpieza y purificación del biogás.

El Plan Nacional Integrado de Residuos (PNIR) incluye una estrategia de reducción de vertido de residuos biodegradables con el objetivo de alargar la vida útil de los vertederos, disminuir su impacto sobre el entorno y de forma especial a la reducción de gases de efecto invernadero, centrándose

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

principalmente en los residuos orgánicos de origen domiciliario (FORSU) y a otros residuos biodegradables, como los procedentes de la industria agroalimentaria. Se han establecido unos porcentajes máximos de material biodegradables que se pueden depositar en vertedero respecto a la cantidad total de residuos biodegradables que se generaron en el año 1995, haciendo que en el futuro se vea mermado la capacidad de producción de biogás de estas instalaciones.

Año	Porcentaje (%)	Cantidad (t)
2006	75	8.724.750
2009	50	5.816.500
2016	35	4.071.550

Tabla 2. Cantidad máxima de residuo urbano biodegradable autorizado a vertedero (IDEA).

El principio de extracción de biogás en un vertedero se basa una la red de pozos verticales que se extienden por toda la superficie del vertedero que capta el biogás. Estos pozos están formados por un tubo perforado que recoge el gas producido en el interior del vertedero mientras que la superficie es sellada para evitar la emisión de gases y olores a la atmósfera.



Ilustración 8. Red de pozos para la desgasificación de un vertedero.

Cada pozo de captación es conectado mediante una tubería y el gas es conducido mediante una red de tuberías hasta una estación de medición y regulación (ERM) donde se realiza un control del biogás de cada uno de los pozos de captación ajustando el aporte de cada uno. La instalación puede tener

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

varias subestaciones de regulación y medición conectadas a un mismo colector general. En el sistema está intercalado una soplante que suministran la depresión necesaria para la aspiración del biogás de los pozos y la presión necesaria para la impulsión del biogás hasta la zona de consumo.



Ilustración 9. Estación de regulación y medición (ERM) en una red de pozos de vertedero.

E.D.A.R.

Aunque la digestión anaerobia proveniente de las aguas residuales urbanas y de efluentes industriales, tratados en las estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR), no está tan extendida como los vertederos y directamente no constituyen la función principal de estas instalaciones, son una opción interesante para tratar de reducir la cantidad de lodos producidos durante el tratamiento de las aguas residuales y ayudan a la estabilización de los mismos, reduciendo el resto de la carga orgánica presente. Este sistema funciona bombeando los sólidos desde los decantadores primarios y secundarios hasta un digestor anaerobio, donde la fracción orgánica se convierte en biogás. Así la digestión anaerobia proporciona combustible susceptible ser usado en los propios procesos de la estación depuradora.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

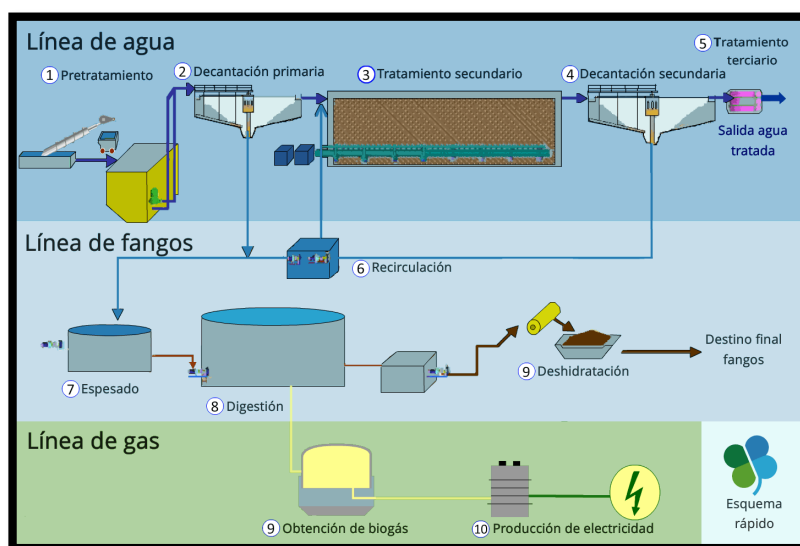


Ilustración 10. Configuración de las diferentes líneas de una depuradora de aguas residuales que incorpora la línea de biogás.

Digestores anaerobios.

También llamadas plantas de biometanización, son plantas específicamente creadas con propósitos energéticos, cuya finalidad es la máxima producción de biogás a partir de residuos procedentes de otras instalaciones o de otro proceso, dentro de la misma instalación. Son el medio más eficiente para generar biogás a partir de residuos y los que permiten obtener un mayor control en el proceso y un biogás de mayor calidad. El digerido o digestato, que se obtiene del efluente en forma de lodos, es estabilizado en una digestión aerobia posterior y usado como biofertilizante apto para el uso agrícola, permitiendo el desarrollo de la economía circular: recoge residuos, los valoriza como energía, genera subproductos reutilizables y evita emisiones.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

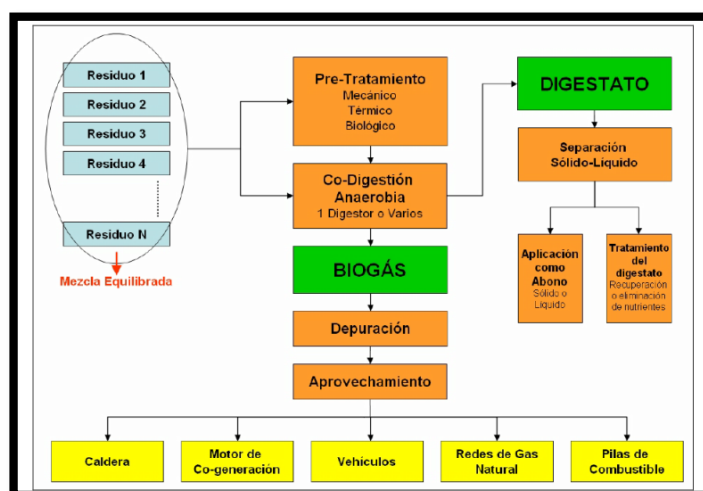


Ilustración 11. Diagrama de flujo de una planta de biogás industrial. (AINIA).

Podemos encontrar diferentes tecnologías de digestores en función de varios criterios:

a) Desde el punto de vista de la temperatura de operación del proceso:

-Mesofílico (33-37°C).

-Termofílico (55-60°C).

b) Según las etapas en que se constituye el proceso:

-Una sola etapa (reactor monoetapa): un sólo reactor de digestión anaerobia.

-Dos o más etapas (reactores selectivos): Cuando varios digestores dispuestos en una configuración en serie permiten que cada uno se especialice en una o varias de las etapas, como por ejemplo un primer digestor donde se realice la etapa de hidrólisis y acidificación y un segundo digestor posterior, para las etapas de acetogénesis y metanización.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

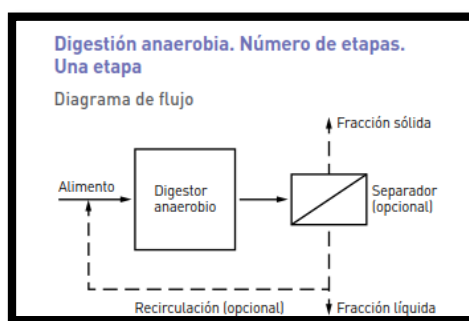


Ilustración 12. Diagramas de digestión anaerobia de una etapa.

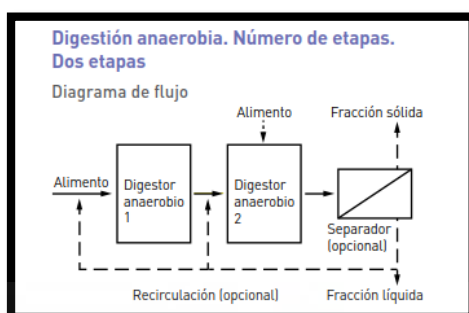


Ilustración 13. Diagramas de digestión anaerobia de dos etapas.

c) La clasificación más frecuente es, sin duda, la realizada en función de la concentración de sólidos (expresada en materia seca) en el interior del reactor:

- Bajo contenido en sólidos (inferior al 10%) que se denomina digestión anaerobia húmeda. Rango típico 4-8% en sólidos totales.
- Contenido en sólido intermedio (10-20%) que se denomina digestión anaerobia semihúmeda o semiseca.
- Alto contenido en sólidos (entre 20 y el 30%) que se denomina digestión anaerobia seca. Debido a la característica de los residuos municipales y su heterogeneidad los digestores utilizados para este tipo de residuos suelen operar con un elevado contenido en sólidos.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

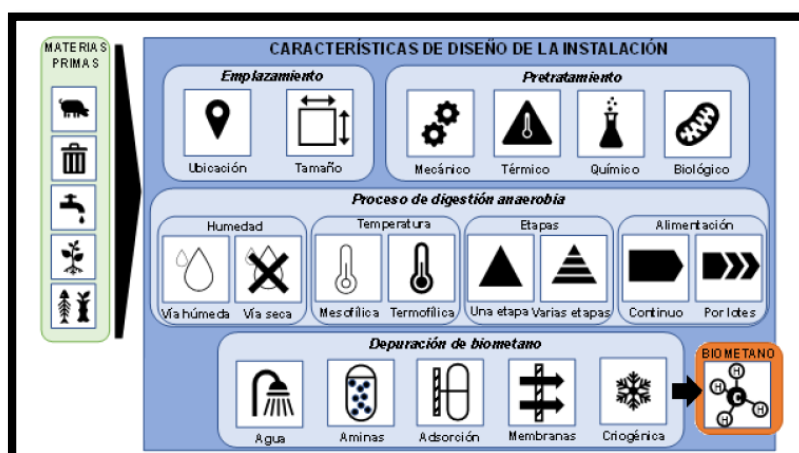


Ilustración 14. Caracterización de la producción de biogás y biometano. (IDAE)

1.5. RESIDUOS UTILIZADOS EN LA FORMACIÓN DE BIOGÁS.

Como anteriormente se mencionó, cualquier material biodegradable es susceptible de ser utilizado para su transformación en biogás en condiciones anaerobias, pero desde el punto de vista medioambiental y de sostenibilidad son residuos procedentes de otros procesos productivos los más utilizados para la generación de biogás, favoreciendo la valorización de los mismos. Los más utilizados son:

Residuos agrícolas y ganaderos.

Los residuos ganaderos tales como purines de cerdo, estiércoles, gallinaza, restos de camas y alimentos, etc., pueden ser aprovechados, y aunque su potencial para la producción del biogás por tonelada de residuo no es demasiado alto debido a su alto contenido en nitrógeno y alto contenido agua, al tratarse de un residuo disponible en grandes cantidades constituye una de las mayores fuentes para la obtención del biogás junto con los residuos agrícolas. Además, debido a su alto poder contaminante de suelos y la inexistencia de tratamientos eficientes de valorización, los residuos ganaderos constituyen el afluente por excelencia para la generación de biogás mediante digestión anaerobia.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

Los residuos agrícolas procedentes de cultivos de consumo, cultivos energéticos, restos de poda, restos de frutas y hortalizas, pajas de cereales etc., constituyen también un sustrato apropiado para la digestión anaerobia.

La implantación de pequeñas plantas de biometanización para el tratamiento de residuos ganaderos y agrícolas puede permitir el desarrollo socio-económico de las zonas rurales, permitiendo el autoabastecimiento energético de las explotaciones y la revalorización de los residuos al obtener como efluente biofertilizantes.

Residuos de la industria alimentaria.

Los residuos anteriores son el resultado del sector agrícola y ganadero, pero los residuos orgánicos derivados de la industria alimentaria son variadísimos y pueden llegar a ser muy importantes. El procesado de las materias primas animales y vegetales para la elaboración de productos alimenticios en industrias tales como lácteas, cerveceras, conserveras, azucareras y similares genera abundantes residuos con una elevada carga orgánica e importante carácter contaminante, susceptibles de ser aprovechados para la producción de biogás y aprovechamiento energético.

Los residuos de matadero como los subproductos animales no destinados al consumo humano (SANDACH) constituyen otro de los residuos con mayor potencial para la generación de biogás. Estos residuos generalmente están constituidos por restos de intestinos, así como sus contenidos y los efluentes de depuración, pueden ser un sustrato apto para su uso en la biometanización cuando de forma combinada se realiza una codigestión con otro tipo de residuos.

Los residuos SANDACH están clasificados en categorías en función del riesgo que presentan para la salud pública, animal y del medio ambiente, así como el riesgo que pueden generar en la cadena alimentaria tanto humana como animal, las tres categorías son:

- Categoría 1: los que presentan un riesgo más alto. Por ello el único destino posible de estos materiales es la eliminación.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

- Categoría 2: los que presentan un riesgo medio.
- Categoría 3: son los que tienen un menor riesgo.

Ciertos materiales de categoría 2 (estiércol, tubo digestivo y su contenido, etc.) pueden ser utilizados directamente para su uso en plantas de biogás. El resto de materiales de categoría 2, deberán ser sometidos a una esterilización a presión y temperatura, los materiales de la tercera categoría pueden ser utilizados sin ningún tratamiento previo en plantas de biogás.

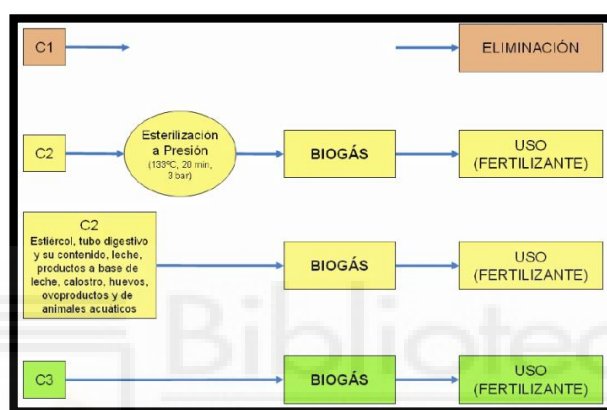


Ilustración 15. Tipo de residuos SANDACH permitidos en plantas de biogás (MARM).

Lodos de Depuradora.

Los tratamientos de depuración de aguas residuales generan lodos o fangos de difícil tratamiento ya que contienen una gran cantidad de contaminantes disueltos y en suspensión presentes en las aguas residuales urbanas e industriales. Se encuentran formados por sólidos sedimentados y microorganismos generados durante el tratamiento biológico, siendo muy apropiados para la generación de biogás. De hecho, existen numerosas EDAR que se autoabastecen eléctricamente, realizando además un aprovechamiento térmico generado mediante CHP. El digestato una vez estabilizado es muy rico en nutrientes tales como nitrógeno, fósforo y potasio pudiendo ser valorizado como fertilizante.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

Fracción Orgánica de Residuos Sólidos Urbanos.

Los RSU están constituidos por distintos materiales, destacando la fracción orgánica, papel y cartón, envases y vidrio. En el año 2018, se recogieron en España más 22 millones de toneladas de residuos municipales, de los cuales el 50 % aproximadamente correspondieron a la fracción de material orgánico, según datos del INE y MITECO.

FUENTE	RESIDUO	GENERACIÓN (TONELADAS)
MITECO	MEZCLA DE RESIDUOS MUNICIPALES	17.646.563
	PAPEL Y CARTÓN	1.067.384
	VIDRIO	13.884
	RESIDUOS BIODEGRADABLES DE COCINAS Y RESTAURANTES	736.377
	RESIDUOS BIODEGRADABLES DE PARQUES Y JARDINES	273.640
	ENVASES MEZCLADOS	743.556
	ENVASES DE VIDRIO	820.880
INE	RESIDUOS METÁLICOS	27.875
	RESIDUOS DE PLÁSTICO	24.050
	RESIDUOS DE MADERA	136.153
	RESIDUOS TEXTILES	40.344
	EQUIPOS DESECHADOS	58.733
	RESIDUOS DE PILAS Y ACUMULADORES	1.890
	RESIDUOS VOLUMINOSOS	673.495
TOTAL		22.264.824

Tabla 3. Cantidad de residuos municipales recogidos en 2018 (I.N.E y M.I.T.E.C.O).

Los RSU constituyen una fuente de sustratos para la biometanización, suponiendo esta operación una fuente de valorización y reducción de los mismos. Sin embargo, podemos encontrar grandes diferencias en el potencial de producción de biogás en este tipo de residuos, dependiendo de las operaciones previas realizadas. En muchas ocasiones para introducir mejoras en el proceso de la digestión anaerobia se utilizan residuos procedentes de diferentes fuentes dando lugar a la codigestión de residuos orgánicos. La virtud de la codigestión reside en potenciar la sinergia de las mezclas, compensando las carencias que presentan cada uno de los sustratos por separado, así dos sustratos que de forma separada no presentarían viabilidad para una correcta digestión, al mezclarlos pueden dar lugar a una combinación adecuada de nutrientes y correlación entre carbono y nitrógeno (C/N).

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

En Dinamarca funcionan plantas centralizadas de producción de biogás desde los años ochenta que aprovechan las ventajas de la digestión conjunta de varios residuos, como por ejemplo el tratamiento combinado de residuos ganaderos y residuos orgánicos procedentes de la industria alimentaria, o el caso de plantas depuradoras de aguas residuales urbanas combinadas con residuos de mataderos y la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos.

	RESIDUOS GANADEROS	LODOS DE DEPURACIÓN	FORM	RESIDUOS INDUSTRIA ALIMENTARIA
MICRO Y MACRONUTRIENTES	↑	↑	↓	↓
RELACIÓN C/N	↓	↓	↑	↑
CAPACIDAD TAMPÓN (ALCALINIDAD)	↑	↑	↓	↓
MATERIA ORGÁNICA BIODEGRADABLE	↓	↓	↑	↑

Tabla 4. Caracterización relativa de diferentes residuos orgánicos. (GIRO).

1.6. USOS DEL BIOGÁS.

El biogás producido en procesos de digestión anaerobia puede tener multitud de usos debido a sus características combustibles. En función del uso final, será necesario hacer un menor o mayor número de operaciones de adecuación.

USO FINAL	ELIMINACIÓN DE AGUA	ELIMINACIÓN CO2	ELIMINACIÓN H2S
USO EN CALDERA	1	0	1
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN M.C.I.A	1	1	1
COMBUSTIBLE VEHICULAR	2	2	2
RED GAS NATURAL	2	2	2
PILAS DE COMBUSTIBLE	2	2	2
0= SIN TRATAMIENTO			
1=TRATAMIENTO PARCIAL			
2=TRATAMIENTO ELEVADO			

Tabla 5. Tratamiento a realizar en el biogás según el uso final. (CIRCE).

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

Producción de calor.

El uso más simple del biogás es para la obtención de energía térmica, en aquellos lugares donde los combustibles son escasos, los sistemas pequeños de biogás pueden proporcionar la energía para actividades básicas como cocinar y calentar agua. Precisamente la capacidad de producir un combustible a partir de residuos es la base del desarrollo del biogás en pequeñas comunidades rurales de países como India y China.

Los sistemas convencionales que queman gas natural presentan gran facilidad de adaptación a su uso con biogás, siendo suficiente con ajustar la relación aire-gas. Generalmente los requisitos necesarios para el uso de biogás en quemadores son bajos, siendo necesario cumplir unas exigencias mínimas en cuanto a la cantidad de metano y presencia de compuestos indeseados en el biogás.

Producción eléctrica mediante MCIA.

Durante muchos años la generación de energía eléctrica utilizando motores de combustión interna en régimen Otto ha sido el uso más habitual del biogás en vertederos y plantas de biometanización. Esta alternativa además ofrece la posibilidad de una cogeneración térmica y eléctrica aprovechando el calor de los gases de escape y sistema de refrigeración de agua de camisas, siendo susceptible de ser utilizado para el tratamiento de lixiviados en vertederos o procesos que necesiten un aporte de calor.

Biogás		1.500 rmp 50 Hz					1.800 rmp 60 Hz				
NOx <	Type	Pel (kW) ²	ηel (%) ²	Pth (kW) ²	ηth (%) ²	ηtot (%)	Pel (kW) ²	ηel (%) ²	Pth (kW) ²	ηth (%) ²	ηtot (%)
500 mg/m ³ _N	J312	526	41,3	563	44,2	85,4					
	J312	635	40,4	709	45,1	85,5	633	38,1	810	48,8	86,9
	J316	703	42,0	734	43,0	85,0					
	J316	847	41,0	935	45,0	85,0	849	38,3	1.084	48,9	87,3
	J320	1.067	40,9	1.179	45,2	86,1	1.062	39,1	1.321	48,6	87,8
250 mg/m ³ _N	J312	635	39,0	730	44,8	83,8	633	36,8	860	49,9	86,7
	J316	847	39,1	964	44,5	83,6	849	37,0	1.147	49,9	86,9
	J320	1.067	39,3	1.225	45,1	84,4	1.062	37,0	1.451	50,5	87,5

Tabla 6. Ejemplo de algunos modelos de motores usados para generación eléctrica. (JENBACHER).

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

Microtubinas.

Las microturbinas de gas para la producción de energía eléctrica, son una alternativa en los casos que no es viable la instalación de un MCIA. En aquellas plantas donde la producción de biogás no es elevada o la calidad es baja, las microturbinas resuelven este problema, siendo elementos compactos y modulares que permiten agrupar varias unidades ampliando la capacidad de generación eléctrica en función de la producción de biogás. Del mismo modo que en las aplicaciones de cogeneración con M.C.I.A, se puede recuperar parte del calor de los gases de escape para calentar los digestores anaerobios o calor útil para otros procesos (granjas, ACS, etc.).

Su funcionamiento es muy similar a una turbina convencional, pero utiliza un ciclo de recuperación de calor para mejorar el rendimiento, donde el aire aspirado y filtrado es comprimido, este aire se hace circular por un intercambiador de calor donde se transfiere parte de la energía de los gases de escape, incrementando su temperatura antes de entrar en la cámara de combustión, aumentando la eficiencia del proceso. Al llegar a la cámara de combustión, se inyecta el biogás dando lugar a la combustión de la mezcla, a diferencia de los MCIA, las turbinas necesitan una presión de inyección del gas superior, de entre 3 y 5 bar. Los gases calientes producto de la combustión se expanden en la turbina, que al girar mueve el alternador eléctrico y el compresor, a su salida estos gases expandidos atraviesan el intercambiador de calor permitiendo recuperar parte del calor. En el alternador se obtiene una corriente a alta frecuencia, siendo necesario incorporar algunos elementos como de un rectificador y un inversor que permita obtener una corriente de 50 Hz.

A pesar que la tecnología no está tan desarrollada como en el caso de los MCIA ofrecen varias ventajas respecto a estos:

- Son elementos más compactos, con pocas partes móviles, reduciendo los tiempos de parada para mantenimiento y sus costes.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

- Existen unidades con capacidades muy bajas, desde 30 kW hasta 1000 kW.
- Menor emisión de gases y nivel sonoro.
- Pueden usar biogás con porcentajes muy bajos de metano, entorno al 30% y con elevadas concentraciones de sulfuro de hidrógeno (hasta 70.000 ppmv).

Model	Fuels	Power Output ⁽¹⁾	Electrical Efficiency	Exhaust Mass Flow		Exhaust Temperature		Net Heat Rate		Dimensions ⁽²⁾ (W x D x H)	
		kW	%	kg/s	lbm/s	C°	F°	MJ/kWh	btu/kWh	m	in
GASEOUS FUELS⁽³⁾											
C30 LP	NG	28	25	0.31	0.69	275	530	14.4	13,700	0.76 x 1.5 x 1.8	30 x 60 x 71
C30 HP	NG, P, LG, DG	30	26	0.31	0.69	275	530	13.8	13,100	0.76 x 1.5 x 1.8	30 x 60 x 71
C30 HZLC ⁽⁴⁾	NG	30	26	0.32	0.70	275	530	13.8	13,100	0.92 x 2.9 x 2.2	36 x 112 x 85
C65	NG, P	65	29	0.49	1.08	309	588	12.4	11,800	0.76 x 1.9 x 1.8	30 x 77 x 76
C65 ICHP	NG, P, LG, DG	65	29	0.49	1.08	309	588	12.4	11,800	0.76 x 2.2 x 2.4	30 x 87 x 93
C65 HZLC ⁽⁴⁾	NG	65	29	0.50	1.09	325	617	12.9	12,200	0.87 x 3.2 x 2.3	35 x 128 x 90
C200 LP	NG	190	31	1.3	2.9	280	535	11.6	11,000	1.7 x 3.8 x 2.5	67 x 150 x 98
C200 HP	NG, P, LG, DG	200	33	1.3	2.9	280	535	10.9	10,300	1.7 x 3.8 x 2.5	67 x 150 x 98
C200 HZLC ⁽⁴⁾	NG	200	33	1.3	2.9	280	535	10.9	10,300	1.9 x 3.3 x 2.9	74 x 130 x 115
C600S LP	NG	570	31	4.0	8.8	280	535	11.6	11,000	2.4 x 9.1 x 2.9	96 x 360 x 114
C600S HP	NG, P, LG, DG	600	33	4.0	8.8	280	535	10.9	10,300	2.4 x 9.1 x 2.9	96 x 360 x 114
C800S LP	NG	760	31	5.3	11.7	280	535	11.6	11,000	2.4 x 9.1 x 2.9	96 x 360 x 114
C800S HP	NG, P, LG, DG	800	33	5.3	11.7	280	535	10.9	10,300	2.4 x 9.1 x 2.9	96 x 360 x 114
C1000S LP	NG	950	31	6.7	14.7	280	535	11.6	11,000	2.4 x 9.1 x 2.9	96 x 360 x 114
C1000S HP	NG, P, LG, DG	1000	33	6.7	14.7	280	535	10.9	10,300	2.4 x 9.1 x 2.9	96 x 360 x 114
LIQUID FUELS⁽⁵⁾											
C30	D, A, K	29	25	0.31	0.69	275	530	14.4	13,700	0.76 x 1.5 x 1.8	30 x 60 x 71
C65	D, A, K	65	29	0.49	1.08	309	588	12.4	11,800	0.76 x 1.9 x 1.9	30 x 77 x 75
C65 ICHP	D, A, K	65	29	0.49	1.08	309	588	12.4	11,800	0.76 x 2.2 x 2.4	30 x 87 x 93
C200	D	190	30	1.3	2.9	280	535	12	11,370	1.7 x 3.8 x 2.5	67 x 150 x 98

Definitions: LP – Low Pressure; HP – High Pressure; HZLC – Hazardous Location; ICHP – Integrated Combined Heat and Power
⁽¹⁾ Nominal full power performance at ISO conditions: 59° F, 14.696 psia, 60% RH
⁽²⁾ Height dimensions are to the roofline. Exhaust outlet can extend up to 7 inches above the roofline.
⁽³⁾ Models available to operate on these different fuels: NG – Natural Gas; P – Propane; LG – Landfill Gas; DG – Digester Gas
⁽⁴⁾ Hazardous Location units suitable for use in potentially explosive atmospheres IUL Class I, Division 2 or ATEX directive 94/9/EC for Category 3, Zone 2 environments
⁽⁵⁾ Models available to operate on these different fuels: D – Diesel; A – Aviation; K – Kerosene
 Specifications are not warranted and are subject to change without notice.

Tabla 7. Algunos modelos de microturbinas utilizadas (CAPSTONE).

En comparación con los M.C.I.A ofrecen las siguientes desventajas:

- Un menor rendimiento.
- El precio de adquisición es más elevado.
- Poca variedad de modelos en potencias superiores a los 1000 kW.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

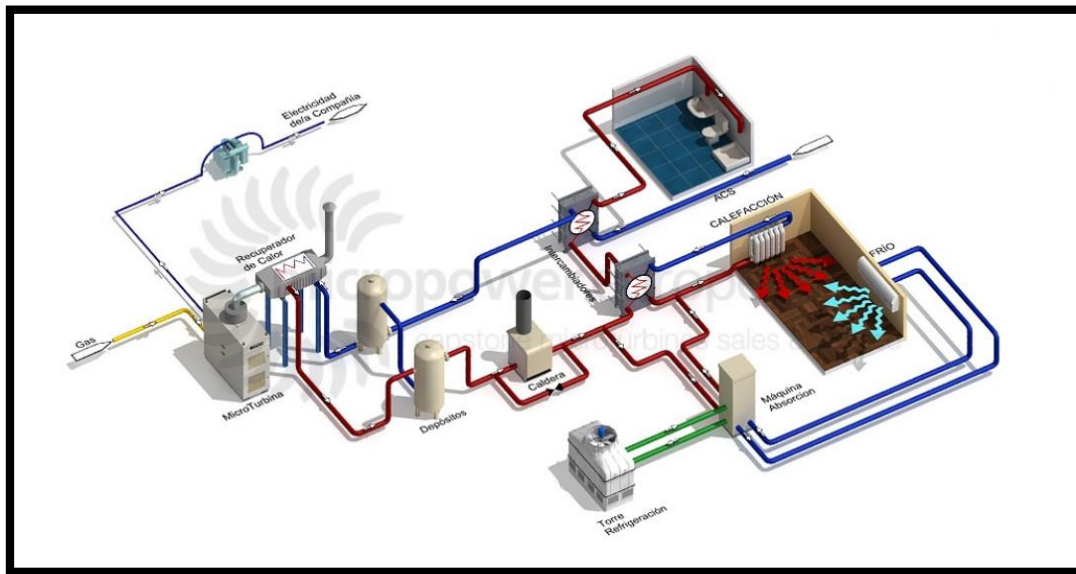


Ilustración 16. Ejemplo de una aplicación para la trigeneración usando una microturbina (CAPSTONE).

Combustible de automoción.

El uso vehicular del biogás como combustible es posible, para esto el biogás debe tener una calidad similar a la del gas natural, una vez purificado y enriquecido su porcentaje de metano es factible de utilizarlo en cualquier vehículo adaptado a gas natural de origen fósil.

Las ventajas de usar biometano como combustible vehicular son:

- Todas las emisiones contaminantes de los gases de escape son menores que con gasolina y diésel (dióxido de carbono, óxidos de nitrógeno, partículas, monóxido de carbono etc.,).
- Menor ruido y vibraciones mecánicas debido a que el biometano es un combustible más limpio y con menor cantidad de impurezas, lo que contribuye a un menor coste de mantenimiento.
- Cumplir con los objetivos marcados por la UE en reducción de gases de efecto invernadero, permitiendo además descarbonizar el sector del transporte.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

-Una opción de combustible no fósil para vehículos de gran tonelaje, tanto en su forma comprimida como en su forma licuada y para los cuales la electrificación a día de hoy no representa una alternativa.

<p>IVECO Iveco Stralis GNC</p>  <p>Motor GNC Dedicado</p> <table border="1"> <tr><td>Capacidad GNC (kg)</td><td>198</td></tr> <tr><td>Consumo GNC (kg/100 Km)</td><td>-</td></tr> <tr><td>Autonomía GNC (km)</td><td>450</td></tr> <tr><td>Potencia Motor (CV)</td><td>330</td></tr> <tr><td>Estándar de emisión</td><td>EURO VI</td></tr> </table>	Capacidad GNC (kg)	198	Consumo GNC (kg/100 Km)	-	Autonomía GNC (km)	450	Potencia Motor (CV)	330	Estándar de emisión	EURO VI	<p>IVECO Iveco Stralis GNL</p>  <p>Motor GNL Dedicado</p> <table border="1"> <tr><td>Capacidad GNL (kg)</td><td>185</td></tr> <tr><td>Consumo GNL (kg/100 Km)</td><td>-</td></tr> <tr><td>Autonomía GNL (km)</td><td>1000</td></tr> <tr><td>Potencia Motor (CV)</td><td>330</td></tr> <tr><td>Estándar de emisión</td><td>EURO VI</td></tr> </table>	Capacidad GNL (kg)	185	Consumo GNL (kg/100 Km)	-	Autonomía GNL (km)	1000	Potencia Motor (CV)	330	Estándar de emisión	EURO VI	<p>Mercedes-Benz Econic NGT</p>  <p>Motor GNC Dedicado</p> <table border="1"> <tr><td>Capacidad GNC (kg)</td><td>90</td></tr> <tr><td>Consumo GNC (kg/100 Km)</td><td>-</td></tr> <tr><td>Autonomía GNC (km)</td><td>450</td></tr> <tr><td>Potencia Motor (CV)</td><td>302</td></tr> <tr><td>Estándar de emisión</td><td>EURO VI</td></tr> </table>	Capacidad GNC (kg)	90	Consumo GNC (kg/100 Km)	-	Autonomía GNC (km)	450	Potencia Motor (CV)	302	Estándar de emisión	EURO VI
Capacidad GNC (kg)	198																															
Consumo GNC (kg/100 Km)	-																															
Autonomía GNC (km)	450																															
Potencia Motor (CV)	330																															
Estándar de emisión	EURO VI																															
Capacidad GNL (kg)	185																															
Consumo GNL (kg/100 Km)	-																															
Autonomía GNL (km)	1000																															
Potencia Motor (CV)	330																															
Estándar de emisión	EURO VI																															
Capacidad GNC (kg)	90																															
Consumo GNC (kg/100 Km)	-																															
Autonomía GNC (km)	450																															
Potencia Motor (CV)	302																															
Estándar de emisión	EURO VI																															
<p>Mercedes-Benz Econic GNL</p>  <p>Motor GNL Dedicado</p> <table border="1"> <tr><td>Capacidad GNL (kg)</td><td>-</td></tr> <tr><td>Consumo GNL (kg/100 Km)</td><td>-</td></tr> <tr><td>Autonomía GNL (km)</td><td>1000</td></tr> <tr><td>Potencia Motor (CV)</td><td>279</td></tr> <tr><td>Estándar de emisión</td><td>EURO VI</td></tr> </table>	Capacidad GNL (kg)	-	Consumo GNL (kg/100 Km)	-	Autonomía GNL (km)	1000	Potencia Motor (CV)	279	Estándar de emisión	EURO VI	<p>Renault D Wide GNC</p>  <p>Motor GNC Dedicado</p> <table border="1"> <tr><td>Capacidad GNC (kg)</td><td>90</td></tr> <tr><td>Consumo GNC (kg/100 Km)</td><td>-</td></tr> <tr><td>Autonomía GNC (km)</td><td>400</td></tr> <tr><td>Potencia Motor (CV)</td><td>320</td></tr> <tr><td>Estándar de emisión</td><td>EURO VI</td></tr> </table>	Capacidad GNC (kg)	90	Consumo GNC (kg/100 Km)	-	Autonomía GNC (km)	400	Potencia Motor (CV)	320	Estándar de emisión	EURO VI	<p>Scania P/G 280/340 GNC</p>  <p>Motor GNC Dedicado</p> <table border="1"> <tr><td>Capacidad GNC (kg)</td><td>100/130</td></tr> <tr><td>Consumo GNC (kg/100 Km)</td><td>-</td></tr> <tr><td>Autonomía GNC (km)</td><td>-</td></tr> <tr><td>Potencia Motor (CV)</td><td>280/340</td></tr> <tr><td>Estándar de emisión</td><td>EURO VI</td></tr> </table>	Capacidad GNC (kg)	100/130	Consumo GNC (kg/100 Km)	-	Autonomía GNC (km)	-	Potencia Motor (CV)	280/340	Estándar de emisión	EURO VI
Capacidad GNL (kg)	-																															
Consumo GNL (kg/100 Km)	-																															
Autonomía GNL (km)	1000																															
Potencia Motor (CV)	279																															
Estándar de emisión	EURO VI																															
Capacidad GNC (kg)	90																															
Consumo GNC (kg/100 Km)	-																															
Autonomía GNC (km)	400																															
Potencia Motor (CV)	320																															
Estándar de emisión	EURO VI																															
Capacidad GNC (kg)	100/130																															
Consumo GNC (kg/100 Km)	-																															
Autonomía GNC (km)	-																															
Potencia Motor (CV)	280/340																															
Estándar de emisión	EURO VI																															

Ilustración 17. Ejemplos comerciales de vehículos pesados con opción de GNL y GLP susceptibles del uso de biometano. (GASNAM).

Países europeos como Italia ya tienen una gran implantación del gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GNL), con más de 430.000 vehículos adaptados a este combustible y más de 600 estaciones de servicio. En Alemania existen más de 65.000 vehículos a GNC con el objetivo a corto plazo de tener más de 1.000 estaciones de servicio abiertas, con distancias máximas entre estaciones de servicio de 5 km. en zonas urbanas y 20-25 km. en las áreas rurales.

Muchos fabricantes de vehículos ofrecen la alternativa en sus modelos la opción de GNC y GNL, aprovechando toda su experiencia en la fabricación de motores de combustión interna, por lo que el uso de biometano comprimido o licuado sería una de las opciones menos contaminante y más sostenible para este tipo de motores debido a la compatibilidad que existe entre el gas natural y el biometano.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.



Ilustración 18. Imagen de las diferentes partes que se integran en un turismo alimentado por biometano.

Para poder utilizar biometano como combustible para automoción la UNE-EN 16723-2 establece los requisitos y valores límite.

Parámetro	Unidad	Valores límite ^a		Método de ensayo (informativo)
		Min.	Máx.	
Silicio volátil total (calculado como Si)	mgSi/m ³		0,3 ^b	EN ISO 16017-1:2000 TDS-GC-M5
Hidrógeno	% mol/mol	-	2	EN ISO 6974-3 EN ISO 6974-6 EN ISO 6975
Temperatura de rocío del hidrocarburo (de 0,1 a 7 MPa presión absoluta)	°C	-	-2 (según la Norma EN 16726)	ISO 23874 ISO/TR 11150 ISO/TR 12148
Oxígeno	% mol/mol	-	1	EN ISO 6974 series EN ISO 6975
Sulfuro de hidrógeno + sulfuro de carbonilo (calculado como azufre)	mg/m ³	-	5 (según la Norma EN 16726)	EN ISO 6326-1 EN ISO 6326-3 EN ISO 19739
S total (incluida la odorización)	mgS/m ³		30 ^c	EN ISO 6326-5 EN ISO 19739
Número de metano	Número	65 ^d (según la Norma EN 16726)		Anexo A de la Norma EN 16726:2015
Aceite del compresor			e	ISO 8573-2
Impurezas polvo			e,f	ISO 8573-4
Aminas	mg/m ³		10	VDI 2467 Blatt 2:1991-08
Punto de rocío del agua		Véase el apartado 4.4		

Tabla 8. Especificaciones del biometano como combustible para automoción (UNE-EN16723-2).

Pilas de combustible.

Son dispositivos electroquímicos constituidas por un conjunto de celdas apiladas llamadas stack, capaces de convertir directamente la energía de la reacción química producida entre un combustible y un oxidante, en energía eléctrica (corriente continua), liberando agua y calor. Están constituidas básicamente por dos electrodos porosos, ánodo y cátodo, separados por un electrolito denso que facilita la transferencia iónica entre los electrodos. La temperatura de operación determinará el tipo de electrolito a utilizar y por consiguiente el rango de

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

aplicación. El combustible rico en hidrógeno es conducido al ánodo, mientras que el agente oxidante, normalmente oxígeno o aire al cátodo.

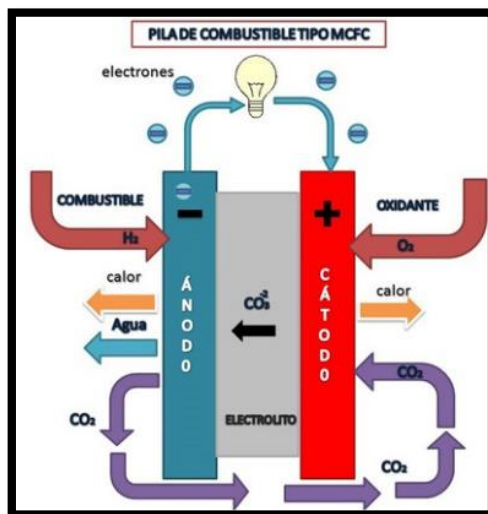


Ilustración 19. Ejemplo de funcionamiento de una pila de combustible.

Las primeras experiencias de utilización de biogás en pilas de combustible se realizaron a comienzos de los años noventa en pilas de combustible de ácido fosfórico. El éxito obtenido sirvió de estímulo a los fabricantes de otras tecnologías, quienes comenzaron a considerar al biogás como una prometedora alternativa al uso del hidrógeno y otros hidrocarburos convencionales.

Tipo de pila de combustible	Electrolito	Conductor iónico	Temperatura de operación	Combustible	Rendimiento	Rango de potencia	Aplicaciones
FEMFC	Polímero sólido (Nafion®)	H ⁺	60-80°C	H ₂ puro (tolera CO ₂ , 10 ppm CO)	35-45%	5-250 kW	Transporte. Portátil. Estacionaria de baja potencia.
DMFC	Polímero sólido	H ⁺	60-120°C	Metanol	30-40%	5 kW	Portátil.
AFC	KOH	OH ⁻	50-100°C	H ₂ puro	40-60%	5-150 kW	Espacio.
PAFC	Ácido fosfórico	H ⁺	200-220°C	H ₂ puro (tolera CO ₂ , 1% CO)	40-45%	50-11 MW	Estacionaria de media potencia.
MCFC	Li ₂ CO ₃ / K ₂ CO ₃	CO ₃ ²⁻	600-700°C	H ₂ , CO, CH ₄ , otros HCs (consume CO ₂ en cátodo)	45-60%	100 kW-2 MW	Estacionaria de alta potencia.
SOFC	ZrO ₂ / Y ₂ O ₃ (YSZ)	O ²⁻	800-1000°C	H ₂ , CO, CH ₄ , otros HCs (tolera CO ₂)	50-65%	100-250 kW	Estacionaria de media potencia. Transporte (APU).

Fuente: Tabla modificada de la Asociación Española de Pilas de Combustible [4]

Tabla 9. Características de los diferentes tipos de pilas de combustible (Asociación Española de Pilas de Combustible. AEPC).

La sensibilidad de las pilas de combustible a determinado tipo de compuestos con el sulfuro de hidrógeno implica que, previamente a su uso, el biogás debe someterse a una necesaria etapa de limpieza y acondicionamiento, seguida de

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

otra etapa que convierte el biogás en un combustible rico en hidrógeno, esta etapa de reformado puede tener lugar en el interior de determinadas pilas de combustible de alta temperatura.

Producción de hidrógeno.

El hidrógeno es uno de los gases de carácter renovable que mayor contribución puede dar a la lucha contra el cambio climático, y unas de las mejores opciones para almacenar energía procedente de las energías renovables.

Hay una variedad de hidrógeno verde que no procede de la electrolisis del agua y utiliza como materia prima el biogás mediante el reformado del mismo. Combinando los átomos de hidrogeno presentes en el metano del biogás (CH₄) con vapor de agua (H₂O) a alta temperatura es posible generar hidrógeno con una huella de carbono de carácter negativo, debido precisamente al utilizar como materia prima el biogás procedente de la gestión de residuos. La captación de metano que se produce al gestionar de manera eficiente desechos como purines o estiércoles en la producción de biogás traslada esta huella negativa al hidrógeno procedente del biogás.

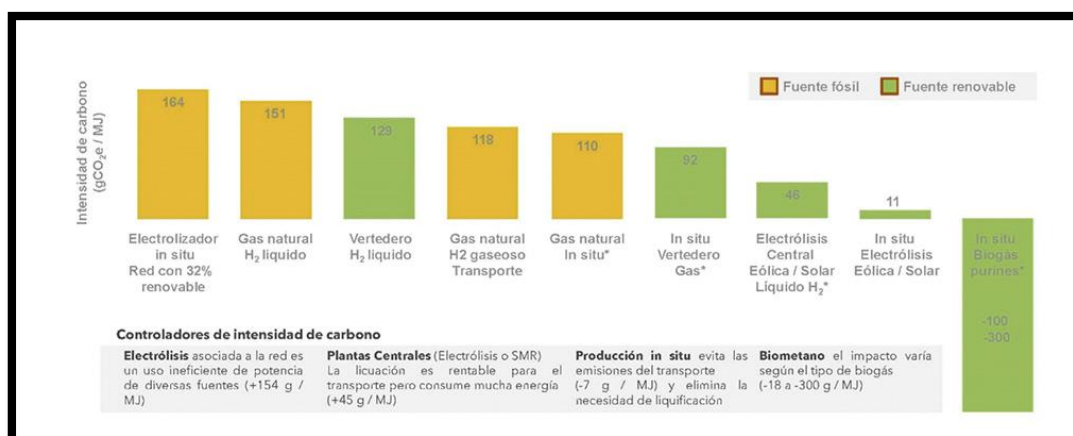


Ilustración 20. Huella de carbono en los diferentes procesos de obtención de hidrógeno (RETEMA).

El proceso de reformado utiliza vapor de agua a alta temperatura (700-1.000°C) y presiones hasta 25 bar, donde el metano presente en el biogás purificado y enriquecido (biometano) en presencia de un catalizador produce hidrógeno y

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

monóxido de carbono (CO). Posteriormente el monóxido de carbono y el vapor de agua se hacen reaccionar mediante otro catalizador para generar más hidrógeno. De forma esquemática las reacciones son las siguientes:

Reacción de reformado de vapor-metano



Reacción de cambio de agua-gas

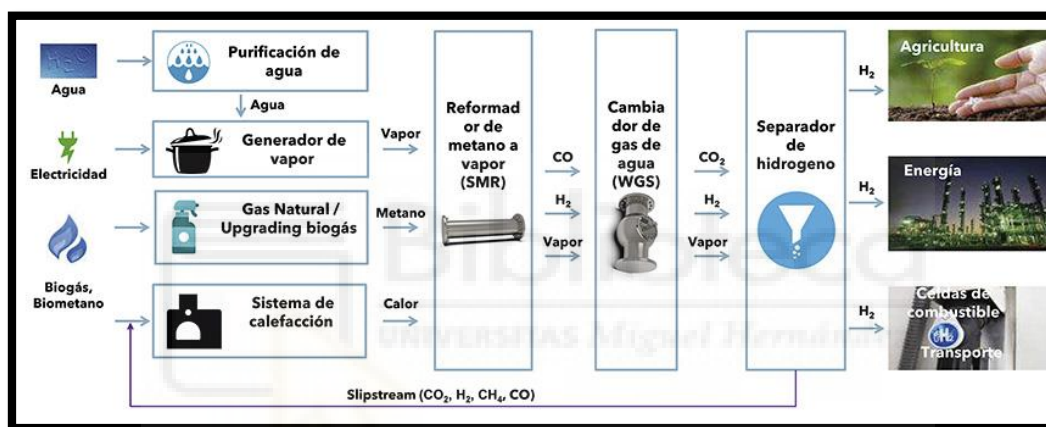
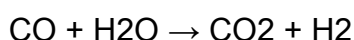


Ilustración 21. Esquema del proceso de reformado de biogás para la obtención de hidrógeno (RETEMA).

Inyección a las redes de gas.

El biogás una vez purificado y limpiado de contaminantes, es apto de ser inyectado en la red de gas natural, la utilización del biogás para su suministro a la red tiene la ventaja de que la infraestructura para esta red de suministro ya existe y que permite conectar los centros de producción con áreas densamente pobladas. La utilización de biogás enriquecido permite cumplir objetivos de la UE, disminuir la dependencia energética de un país, mejorar los aspectos medioambientales y contribuir a la descarbonización, al sustituir parte del gas natural de origen fósil por un gas de carácter renovable.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

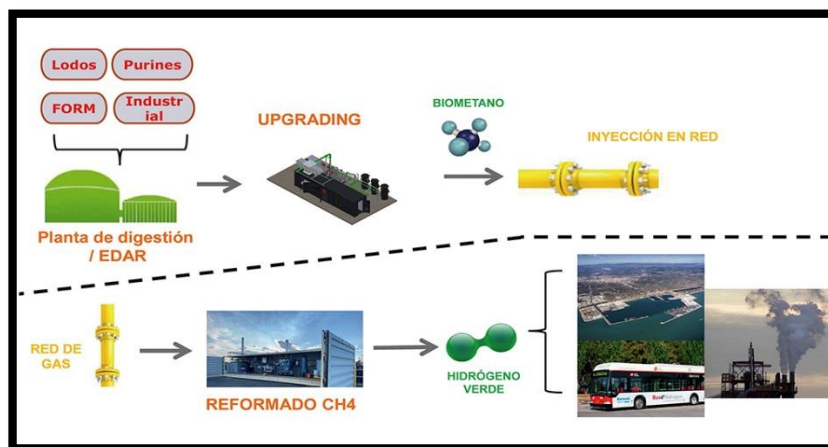


Ilustración 22. Ejemplo de aplicación del biometano inyectado en la red de gas (RETEMA).

Generalmente debe imponerse el criterio de cercanía entre la zona de generación y la de aprovechamiento, así como la proximidad con las materias primas, pero en circunstancias en las que el uso del biogás no sea viable en ubicaciones cercanas el uso de las infraestructuras existentes para la distribución de gas natural puede ser una solución medioambientalmente aceptable.

PROPIEDAD	UNIDADES	MÍNIMO	MÁXIMO
Índice de Wobbe(*)	kWh/Nm ³	13,403	16,058
PCS(*)	kWh/Nm ³	10,26	13,26
Densidad relativa	m ³ /m ³	0,555	0,7
S total	mgS/Nm ³	-	50
H ₂ S + COS (como S)	mgS/Nm ³	-	15
RSH	mgS/Nm ³	-	17
O ₂	% vol	-	0,3
CO ₂	% vol	-	2,5
H ₂ O Punto de rocío	°C a 70 bar (a)	-	-8
HC Punto de rocío	°C a 70 bar (a)	-	-5
Polvo / Partículas	-	Técnicamente puro	

Tabla 10 .Especificaciones de calidad del gas introducido en el Sistema Gasista. [0°C, V(0°C, 1,01325 bar)]

Para poder inyectar en la red de gas natural es necesario cumplir una serie de especificaciones recogidas en la tabla 9 y recogidas en las normas de gestión técnica del sistema NGTS, concretamente el protocolo de detalle PD-01 que

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

establece las condiciones de medición, calidad y odorización de gas, para poder inyectar a la red de gas natural gases procedentes de fuentes no convencionales, como es el caso del biogás, del gas producido por biomasa y todo tipo de gas producido por digestión microbiana. Además, se establecen una serie de especificaciones adicionales relativas a la composición de los mismos que fueron modificadas en 2018 con el objetivo de favorecer la inyección de estos gases renovables.

PROPIEDAD	UNIDADES	MÍNIMO	MÁXIMO
CH ₄	% mol	90	-
CO	% mol	-	2
H ₂	% mol	-	5
F	mg/Nm ³	-	10
Cl	mg/Nm ³	-	1
NH ₃	mg/Nm ³	-	3
Mercurio	mg/Nm ³	-	1
Siloxanos	mg/Nm ³	-	10
Benzeno, Tolueno, Xilenos (BTEX)	mg/Nm ³	-	500
Contenido de mercaptanos sulfurados	mg/Nm ³	-	6

Tabla 11. Especificaciones de la calidad del biometano para ser inyectado en la red de gas natural. (NGTS-06, NGTS-07 y PD-01 y PD-02).

En cuanto al contenido de oxígeno (O₂) se hace una diferenciación al tipo de red a la que se inyecta:

-En caso de ser una red de transporte con carácter general, se aceptará la inyección de biogás con un contenido de O₂ hasta el 0,3 mol % siempre que concurren de forma conjunta las siguientes circunstancias en el punto de inyección:

1. El contenido en CO₂ no deberá superar en ningún momento el 2% mol.
2. El punto de rocío de agua no deberá superar en ningún momento los menos ocho grados centígrados (-8 °C).
3. El volumen de inyección de biogás en la red de transporte troncal nunca excederá de 5.000 m³/h (en condiciones de referencia). Para volúmenes mayores se determinará para cada caso concreto

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

en función de la calidad y el volumen del gas vehiculado de la red a la que se conecte.

-En caso de realizar la inyección en una red de distribución de gas, el contenido de oxígeno (O₂) con carácter general podrá ser hasta el 1% mol siempre que concurren simultáneamente las siguientes circunstancias en el punto de inyección:

1. El contenido en CO₂, no debe ser mayor al 2 % mol.
2. El punto de rocío de agua no deberá superar en ningún momento los menos ocho grados centígrados (-8 °C).

1.7. SITUACIÓN ACTUAL DEL BIOGÁS.

En diciembre de 1997 una gran parte de los países industrializados se comprometieron a luchar contra el cambio climático mediante un conjunto de medidas, a este pacto se le conoce como “Protocolo de Kioto”. Para el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) el término “cambio climático” denota un cambio en el estado del clima identificable (por ejemplo, mediante análisis estadísticos) a raíz de un cambio en el valor medio y/o en la variabilidad de sus propiedades, y que persiste durante un período prolongado, generalmente cifrado en decenios o en períodos más largos, tanto si es debido a la variabilidad natural como si es consecuencia de la actividad humana.

Según señala el informe Sternel un incremento de temperaturas globales de sólo 2° C podría suponer entre otras consecuencias la disminución de los recursos hídricos, la regresión de la costa, pérdida en la biodiversidad tanto biológica como de los ecosistemas naturales, y producir un drástico aumento de los procesos de erosión del suelo. El incremento de las temperaturas como señalan los expertos está directamente relacionado con la emisión de gases de efecto invernadero (G.E.I.), en concreto del dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O).

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

La Unión Europea se ha mostrado desde los inicios como un miembro especialmente activo en el cumplimiento de los objetivos marcados por el Protocolo, comprometiéndose a reducir sus emisiones totales, sin embargo consciente a las marcadas diferencias que existían entre las regiones, se le otorga un margen distinto a cada país según el principio de «reparto de la carga».

Alineado con los objetivos que buscaba el “Protocolo de Kioto”, la demanda de combustibles renovables aumenta con la creciente preocupación general en la sociedad por el cambio climático, la calidad del aire y la dependencia de muchos países de la importación de energía, sumado al agotamiento de los combustibles fósiles, hechos que están favoreciendo en los últimos años la implantación de sistemas capaces de generar gases combustibles de carácter renovable, siendo el biogás una opción a tener en cuenta.

1.7.1. LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS EN EUROPA.

El entorno normativo en el que se definen las perspectivas de desarrollo del biogás como fuente de energía renovable para todos los países de la Unión Europea se encuentra en la Directiva 2009 /28/EC de Energías Renovables (Renewable Energy Directive, RED). En esta directiva se establecieron los objetivos para el año 2020, conocidos como objetivos 20–20–20:

- Las energías renovables supondrán una cuota del 20 % del total de las energías de la Unión.
- Las emisiones de gases de efecto invernadero se reducirán en un 20 %.
- La eficiencia energética aumentará en un 20 %.

En esta directiva se exigía adicionalmente que para el año 2020 al menos el 10 % del gasto energético en transporte proceda de combustibles derivados de fuentes de energía renovables, estableciendo además una serie de objetivos para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

Con el objetivo de controlar las emisiones de GEI se estableció el régimen de comercio de derechos de emisión (RCDE) de la Unión Europea para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, cuyo origen principalmente se encontraba en sectores como de la aviación, eléctrico e industrial. El RCDE abarca, aproximadamente el 45% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE, mediante el que se crea un incentivo o desincentivo económico que persigue un beneficio medioambiental. Estos derechos de emisión permiten emitir, a una instalación afectada una determinada cantidad de gases a la atmósfera, el derecho de emisión es transferible, existiendo un mercado donde se pueden comprar o vender los derechos de emisión, además si una empresa o instalación emite su límite máximo se verá obligada a comprar nuevos derechos de emisión bajo importantes sanciones económicas, sin embargo aquellas empresas que reducen sus emisiones por debajo de las asignadas pueden guardarlos para un futuro o pueden vender sus derechos sobrantes a otras empresas y obtener beneficios. En este sentido en España tres de cada cuatro toneladas de gases de efecto invernadero proceden del sistema energético, por lo que la descarbonización del sector es un elemento clave para conseguir una reducción de los mismos.

Durante la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático celebrada en París en diciembre de 2015 (COP15), se aprobó el Acuerdo de París, cuyo objetivo es contener el aumento de la temperatura por debajo de los 2 °C respecto a los niveles anteriores a la revolución industrial, dicho Acuerdo pasó a la historia por ser el primer acuerdo a nivel mundial para dar respuesta internacional y coordinada a reto climático. La Unión Europea ratificó el acuerdo en 2016 adoptando un compromiso real y vinculante a los objetivos de dicho acuerdo, y España lo hizo en 2017, permitiendo así el desarrollo de nuevas políticas energéticas y de lucha al cambio climático

La Comisión Europea a través de reglamentos y directivas como la Directiva 2018/2001 para el fomento del uso de la energía procedente de fuentes renovables (RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE RECAST , conocida como RED II), reconoce el papel fundamental que puede jugar el biogás tanto en

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

aplicaciones térmicas, eléctricas y para el transporte generando un nuevo marco regulatorio que pretende aportar certidumbre a nuevas inversiones para promover una transición energética para los periodos 2021-2030 , los objetivos vinculantes para el año 2030 dentro del Marco sobre el clima y la energía de la Unión Europea son:

- Una reducción de los gases de efecto invernadero de un 55% de respecto al año 1990.
- Un incremento hasta el 32% de energías renovables en la cuota del consumo de energía.
- Alcanzar un incremento hasta el 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- Un incremento hasta el 15 % en la interconexión eléctrica entre los estados miembros.

En 2019, la Comisión Europea (COM 2019, 640 final) adoptó una visión estratégica europea a largo plazo conocida como el Pacto Verde Europeo (Green Deal), a fin de alcanzar una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050, un plan que incluye cincuenta acciones concretas para la lucha contra el cambio climático, y que pretende convertir a Europa en el primer continente climáticamente neutro en el año 2050. Se basa en tres pilares básicos: poner fin a las emisiones netas de gases de efecto invernadero para el año 2050, obtener un crecimiento económico haciendo un uso responsable de los recursos y que sea un proceso integrador, evitando que haya personas o regiones que se queden atrás en este camino.

Las líneas de acción del Green Deal son:

1. Energía limpia.

La producción y el uso de energía suponen más del 75% de las emisiones de efecto invernadero de la Unión Europea, por lo que el objetivo es

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

descarbonizar este sector y fomentar definitivamente el uso de energías renovables y no contaminantes.

2. Industria sostenible.

La Estrategia Industrial de la Comisión Europea que presenta el Green Deal pretende conseguir el objetivo de modernizar los procesos productivos e incentivará una la producción circular, con el incremento de materias primas provenientes del reciclaje y con 0 emisiones.

3. Renovación y construcción eficiente.

Una renovación de los edificios y de la construcción para mejorar la eficiencia energética de las viviendas, ya que actualmente suponen el 40% del consumo de energía.

4. Movilidad sostenible.

El transporte representa el 25% de las emisiones de la UE, por lo que se pretende promover el uso de medios de transporte más limpios y eficientes con el objetivo de reducir las emisiones, para ello se invertirá en la búsqueda y promoción de alternativas.

5. Biodiversidad.

El Green Deal promoverá una serie de medidas para proteger la biodiversidad y ecosistemas.

6. De la granja a la mesa.

Con esta acción se busca el objetivo que permita producir alimentos de calidad y sostenibles, frenando el cambio climático y proteger el medio ambiente, promocionando y ayudando al aumento del cultivo y ganadería ecológica.

7. Fin de la contaminación.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

Conseguir unas emisiones netas cero es uno de los objetivos de este Green Deal que favorezcan un aire limpio, pero sin olvidar también mares y océanos limpios y libres de plásticos, mejorando con todo ello la calidad de vida de todos los ciudadanos.

Para cumplir con los objetivos del año 2030 y alcanzar el compromiso de descarbonización para el año 2050, la Unión Europea demanda a cada Estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), los cuales serán actualizados cada cinco años y deberán cada dos años reportar informes de progreso, y servirán a la Comisión determinar el nivel de cumplimiento y establecer actuaciones para corregir desvíos. Con la aprobación en 2020 de la Ley Europea del Clima se pasa de un compromiso político a una obligación legal para alcanzar las metas de 2030 y 2050.

En esta gran apuesta de los países miembros de la Unión Europea que han hecho por “Green Deal”, el biogás y el biometano tendrá una gran relevancia en el cumplimiento de los ambiciosos objetivos de reducción de emisiones del 2030 y para la neutralidad climática de 2050. Dado que se trata de un combustible renovable y versátil, puede utilizarse en el lugar de producción o ser distribuido en las redes de gas, puede comprimirse, licuarse y almacenarse, permitiendo además una gestión adecuada de los residuos. Al ser obtenido por digestión anaerobia de materia orgánica, especialmente residuos y desechos, es interesante usarlo como combustible para reducir las emisiones de metano, gas con elevado efecto invernadero, y facilitar un desarrollo sostenible del abastecimiento energético. La producción de biogás ofrece un soporte versátil de energía renovable, ya que el metano puede utilizarse para reemplazar a los combustibles fósiles en la generación de calor, refrigeración y electricidad, y también como combustible para vehículos, pilas de combustible y en numerosos procesos industriales. Aun así, la mayoría de las plantas que recuperan la energía del biogás lo hacen a través de motores de combustión, siendo un proceso poco eficiente cuando el calor producido no puede ser utilizado, en tal circunstancia es aprovechada menos del 35% de la energía contenida en el biogás.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

El incremento en el número de plantas destinadas a la producción de biogás en Europa se ha desarrollado de forma paralela a las políticas adoptadas dentro de la Unión Europea con el objetivo de conseguir una mayor sostenibilidad, como ejemplo hace una década las plantas para la obtención de biogás apenas superaban las 6.000 y según el último informe de la European Biogas Association (EBA), que recoge datos hasta 2020, habían superado las 18.000 plantas, triplicando el número de instalaciones en apenas 10 años.

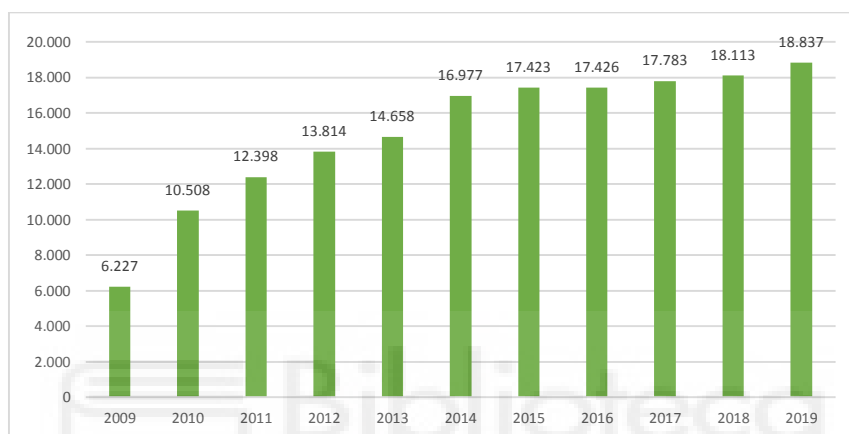


Gráfico 1. Número de plantas de biogás en Europa (EBA).

En Europa, Alemania es el mayor productor de biogás, con más del 60% del total producido con 11.000 plantas, donde han destacado iniciativas realizadas como las redes de gas verde (green gas grids, GGG) con propósito de estimular la producción y uso de biometano. El proyecto GGG promovió la contribución significativa del biometano a los objetivos de la Directiva 2009 /28/EC de Energías Renovables (Renewable Energy Directive, RED I).

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

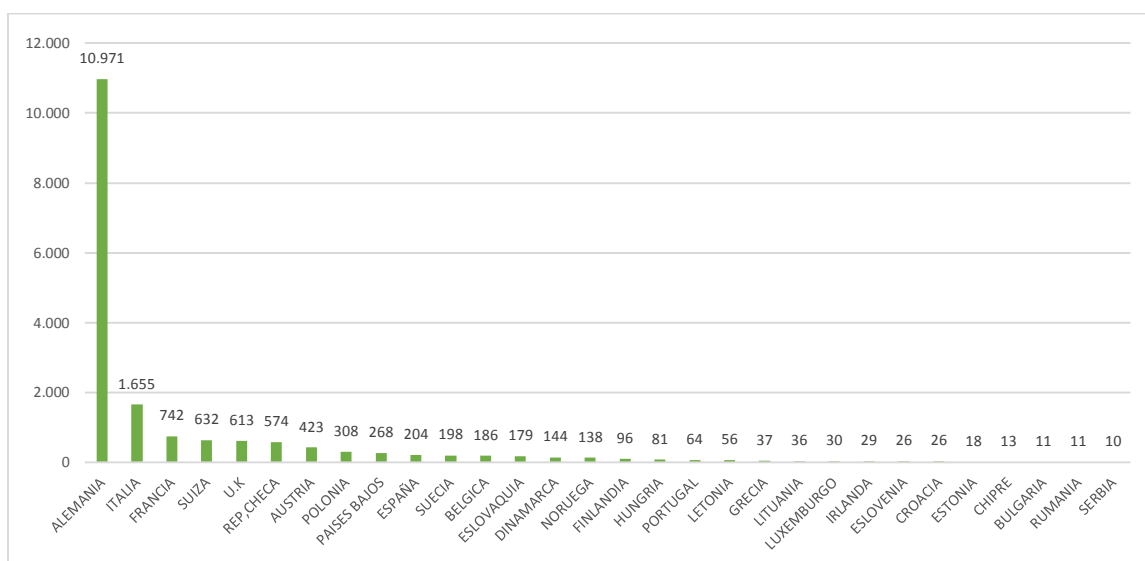


Gráfico 2. Número de plantas de biogás en Europa por países en 2019 (EBA).

El segundo mayor productor de biogás en Europa es Italia con más de 1650 plantas de producción, en el sistema italiano los productores y comercializadores de energía tienen la obligación de suministrar un porcentaje mínimo de energía renovable, y donde se acepta el biogás procedente de los residuos vegetales y orgánicos. Además, en Italia está muy aceptado y extendido el uso del gas natural como combustible vehicular, siendo el país de Europa con mayor número de vehículos adaptados a este combustible y una extensa red de estaciones de servicio, favoreciendo el desarrollo del biometano como la versión renovable del gas natural.

Desde el año 2012 el sector del biogás en Europa ha tomado un nuevo impulso en la vertiente del biometano como combustible alternativo al gas natural. Muestra de ello es el número de plantas destinadas a la producción de biometano se ha visto fuertemente incrementado en los últimos años.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

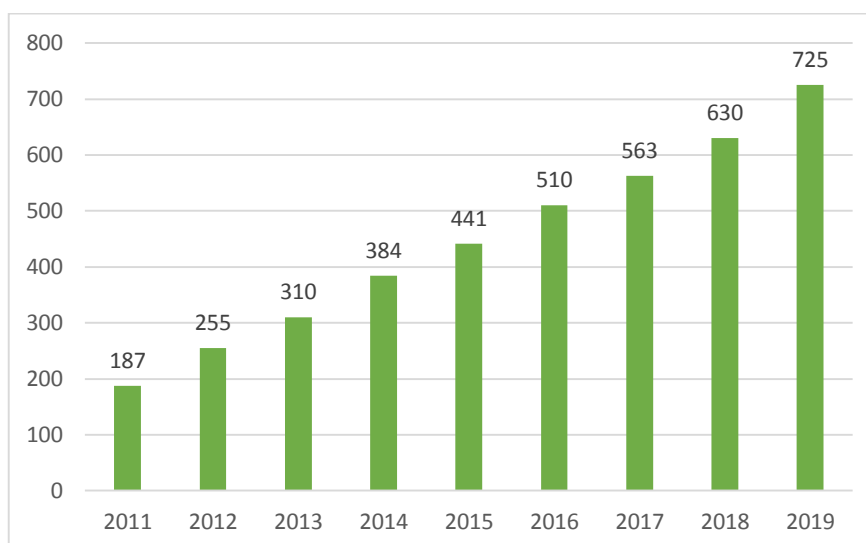


Gráfico 3. Incremento de plantas productoras de biometano en Europa (EBA).

En este sentido cabe destacar la apuesta del gobierno francés en los últimos años, que ha adoptado unas políticas que incentivan el desarrollo de plantas de biogás y biometano como oportunidad para el desarrollo del medio rural y considerando la agricultura como un pilar básico en la economía del país. La producción de biogás y biometano en Francia se basa en la valorización de residuos y subproductos agrícolas y ganaderos, y el biometano tiene especialmente un alto potencial en estos sectores, favoreciendo este desarrollo con políticas y ayudas que permiten reducir los costes de producción. El Observatorio del biometano de Francia, en su informe de 2019 presentado en mayo de 2020 destaca:

-La cantidad de biometano inyectada en las redes de distribución francesas alcanzó los 1235 GWh en 2019, un 73% más que en 2018.

-La cantidad de BioNGV que utilizaron los vehículos como combustible alcanzó los 250 GWh. Francia es uno de los mercados más dinámicos de Europa en este sentido, especialmente cuando se trata de vehículos pesados.

-123 plantas, de un total de 860 de biogás, estaban inyectando biometano en los sistemas de distribución de gas natural.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

-1085 proyectos de inyección de biometano se encuentran en diferentes etapas de desarrollo, con una capacidad de producción potencial acumulada de 24 TWh / año. Es un aumento de 10 TWh en comparación con 2018.

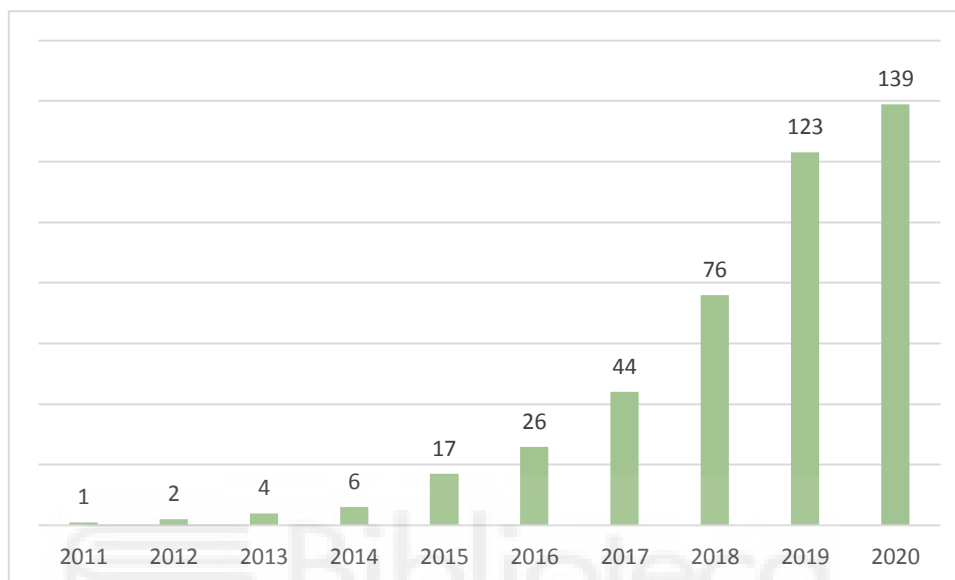


Gráfico 4. Ejemplo del incremento de plantas productoras de biometano en Francia (Observatorio de Biometano. Francia).

En el modelo francés los productores de biometano tienen la certeza de vender a un precio fijado previamente a la comercializadora seleccionada de gas natural y por un periodo fijo, las tarifas de compra fijadas por el gobierno, dependen de factores como la forma de valorización de los residuos empleada, el tamaño de la planta y la naturaleza de los residuos.

En el caso del biometano inyectado en redes de gas natural, la duración de la obligación de compra es de 15 años, y permite reducir los costes de producción y operación. A fecha de 31 de diciembre de 2018, la tarifa de compra de las plantas de biometano se situaba entre 64 y 139 €/MWh, en función de su tamaño, añadiendo una bonificación según el tipo de materia prima utilizada. El objetivo una vez asentado las bases para el desarrollo de este tipo de plantas es alcanzar un precio de 75 €/MWh en 2023.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

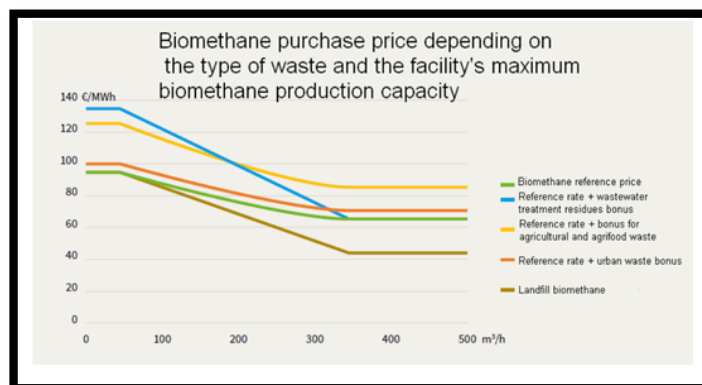


Gráfico 5. Precio de venta de biometano en Francia en función de residuo de procedencia y tamaño de la planta productora (Observatorio de Biometano. Francia).

No obstante, el desarrollo del modelo francés no se limita a incentivar un precio de compra, buscando el objetivo de alcanzar la neutralidad de carbono para 2050 y avanzar hacia la descarbonización. Los productores de biometano son los que obtienen una garantía de origen (GdO) por cada MWh de biometano producido, el gobierno pasa a ser el propietario de dichas garantías que posteriormente venderá como derechos de emisión a los proveedores de gas natural permitiendo así la financiación del mecanismo. En este modelo, cualquier consumidor tiene derecho a solicitar gas verde y los incentivos económicos también incluyen la exención de impuestos al consumo de biogás o biometano mezclado con gas natural y descuentos de tarifas de hasta el 40% sobre los costes de conexión de las instalaciones de biometano con la red de distribución e incentivos al comercializador por la venta de biometano destinado al sector del transporte

El caso de Dinamarca también es muy significativo y cabe destacar las medidas tomadas que han permitido el desarrollo y penetración del gas renovable sobre todo de origen agroganadero dentro de su mix energético. En el año 2013 Dinamarca tenía tan solo 3 plantas de biometano mientras que en España solo contaba la planta de Valdemingomez, pero en el año 2017 Dinamarca pasó a tener 22 plantas mientras que en España seguía manteniendo una única planta de biometano. En la actualidad Dinamarca tiene en funcionamiento más de 50 plantas, este avance ha sido posible gracias a las iniciativas tomadas por el Gobierno Danés que ha considerado tanto al biogás como al biometano como

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

una de las mejores alternativas a los problemas medioambientales y climáticos, haciendo una sustitución paulatina del gas natural por biometano inyectado en su red de gas. Actualmente el gas renovable, entre los que se incluye el biometano, representa el 20% de su demanda, fijando como hoja de ruta para el año 2030 que el 70% del gas consumido en Dinamarca deberá ser de carácter renovable y del 100% para el año 2050.

1.7.2. LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS EN ESPAÑA.

El origen de la producción del biogás en España se inicia a principios de los años 80, con una serie de plantas de biogás en el sector ganadero, mediante una línea de subvenciones del Instituto Nacional de Reforma y Desarrollo Agrario (IRYDA), no obstante unos cuantos años más tarde dichas plantas estaban en desuso debido a una serie de deficiencias tales como unos diseños no adecuados, tareas de mantenimiento y operación no realizados de forma óptima y una baja retribución por la venta de energía eléctrica a partir de biogás, provocando un estancamiento del biogás de origen agroindustrial en España.

En 1997, con la Ley 54/1997 que regulaba el sector eléctrico en España, la producción de biogás aumentó debido a los incentivos para la electricidad generada de fuentes renovables, especialmente en los sectores de tratamiento de aguas residuales y tratamiento de residuos municipales, y con RD 2818/1998 se introduce el instrumento (Feed in Tariff - FIT), con lo que el productor se aseguraba que precio de compra de la energía producida permitía la viabilidad y rentabilidad de las inversiones.

En 2004 se introduce el instrumento de (Feed in Premium - FIP) que primaba a los productores de energía eléctrica de origen renovable sobre el precio de mercado. La tarifa tuvo un impacto directo en la producción de biogás en el país, que aumentó significativamente. En el caso de los residuos municipales dichas incentivos o primas no diferenciaban si el biogás procedía de plantas de biometanización o de vertederos, provocando un mayor desarrollo de plantas de cogeneración eléctrica con biogás de vertedero.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

En 2007, con el Real Decreto RD-661/2007, se estableció un régimen especial en las instalaciones de producción eléctrica de la Ley 54/1997, clasificándolas en categorías, grupos y subgrupos, dependiendo de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción y de los rendimientos energéticos que se obtenían. Tal clasificación diferenciaba entre:

- Instalaciones que empleaban como combustible principal el biogás de vertederos.

- Instalaciones que empleaban como combustible principal el biogás generado en digestores empleando residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos sólidos urbanos, residuos ganaderos, agrícolas y, tanto individualmente como en co-digestión.

La diferenciación del origen del biogás, premiando aquellas instalaciones de producción eléctrica obtenida mediante biogás generado por digestores anaerobios permitió que empezaran a desarrollarse un mayor número de plantas de este tipo desde los años 2008 hasta 2012. Las primas al biogás llegaron a valores por encima de los 100 €/MWh. No obstante, ambos incentivos fueron suprimidos en 2012.

España ocupaba el séptimo lugar en la lista de los principales países europeos productores de biogás, según un informe elaborado en 2012. Si se comparan estos datos con los obtenidos en 2009, España ocupaba en ese momento el decimoquinto lugar en la producción de biogás. Esta tendencia al alza respondió, en gran medida a la bonificación de las tarifas eléctricas y a la puesta en marcha del anterior Plan de Energías Renovables (PER 2005-2010). No obstante hasta el año 2019 casi el 60% del biogás procedía de vertedero mientras que sólo un 40% procedía de la digestión de residuos agrícolas, plantas de biometanización de FORSU o plantas de tratamientos de aguas residuales.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

	2018				2019			
	BIOGÁS DE VERTEDERO	BIOGÁS TTMTO DE AGUAS	OTRAS FUENTES DE BIOGÁS	TOTAL	BIOGÁS DE VERTEDERO	BIOGÁS TTMTO DE AGUAS	OTRAS FUENTES DE BIOGÁS	TOTAL
ALEMANIA	115,8	492,0	6.950,4	7.558,2	102,7	487,2	6.957,6	7.547,5
U.K	1.168,1	387,1	1.172,0	2.727,2	1.082,0	426,1	1.237,0	2.745,1
ITALIA	333,5	51,7	1.500,0	1.885,2	322,2	50,0	1.449,1	1.821,3
FRANCIA	298,9	36,7	543,9	879,5	284,2	44,6	647,8	976,6
REPUBLICA CHECA	21,3	44,0	538,5	603,8	20,4	43,6	517,1	581,1
DINAMARCA	4,0	23,9	291,0	318,9	5,0	29,8	361,8	396,6
PAÍSES BAJOS	12,7	58,2	255,3	326,2	10,4	62,7	282,8	355,9
POLONIA	38,9	116,1	133,4	288,4	40,2	120,2	138,1	298,5
ESPAÑA	149,3	66,3	24,2	239,8	145,0	64,4	23,5	232,9

Tabla 12. Distribución de producción de biogás según fuente y país en ktep. (EurObserv).

El desarrollo de nuevas plantas ha sido muy escaso desde 2012 porque se estableció una moratoria a las energías renovables (RD 1/2012), que eliminó todos los incentivos para la electricidad generada a partir de fuentes renovables, a pesar que en el RD 661/2007 establecía un periodo mínimo de 15 años en las bonificaciones de la producción eléctrica, apareciendo en el mercado español únicamente como nuevas instalaciones las que estaban proyectadas antes de 2012.

En 2014, el Real Decreto RD-413/2014, puso fin a la moratoria bonificando solo aquellas plantas construidas antes de 2012, con una remuneración basada en dos conceptos:

- Retribución en base al CAPEX y año de puesta en servicio de la planta, con el objetivo de obtener un 7,35% de retorno de la inversión
- Un pago destinado a compensar los costes operativos y de mantenimiento (OPEX), con el fin de garantizar la rentabilidad de la inversión.

En la actualidad no existe ningún incentivo para apoyar la creación de nuevas plantas de biogás en España, y las últimas plantas realizadas desde 2014 responden a la necesidad de tratamientos de residuos sólidos urbanos promovidas por administraciones locales o autonómicas, por necesidades de

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

tratamientos de aguas residuales o bien para objetivos de autoconsumo en el caso de pequeñas explotaciones agroindustriales con pequeñas ayudas económicas a nivel local.

La pérdida de incentivos en la producción de biogás, ya no solo desde el punto de vista energético, sino también desde el punto de vista de un tratamiento eficiente y sostenible de los residuos, hace que España ocupe uno de los puestos más bajos en el ratio de número de plantas de biogás por millón de habitantes de toda la UE.

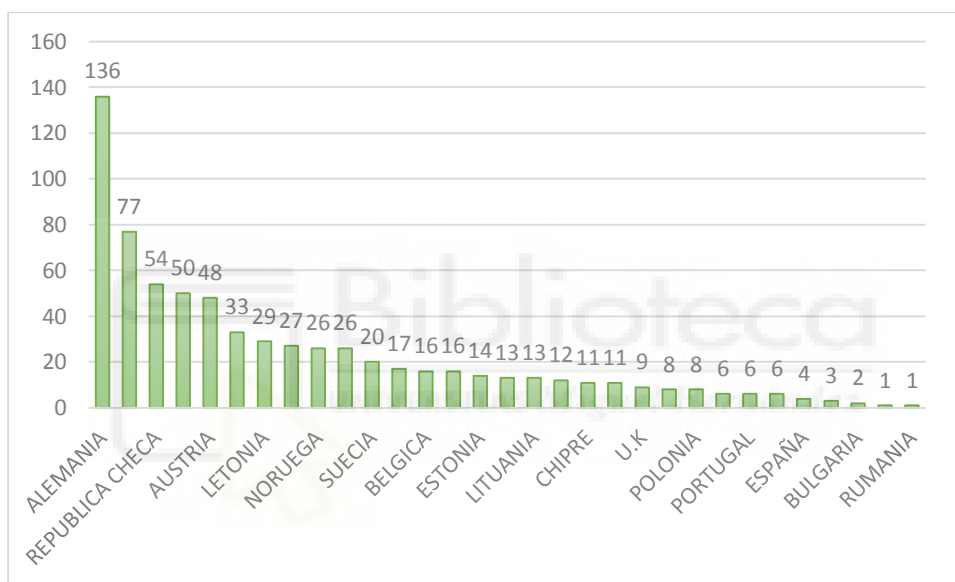


Gráfico 6. Número de plantas de biogás por cada millón de habitantes en 2017 (EBA).

Sin embargo, España es uno de los países de Europa con una mayor industria alimentaria, agrícola y ganadera con un potencial de producción de biogás y biometano de los más altos de Europa, solo por detrás de Francia y Alemania, y que podría llegar según estimaciones a 2.700 ktep/año.

	ktep	GWh
LODOS E.D.AR.	88	1.023
RESIDUOS MUNICIPALES	309	3.594
INDUSTRIA ALIMENTARIA	295	3.431
RESIDUOS GANADEROS	1.294	15.049
RESIDUOS AGRÍCOLAS	977	11.363
TOTAL	2.963	34.460

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

Tabla 13. Potenciales disponibles en España según tipo de sustrato (IDAE).

Según cálculos de I.D.A.E. (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) si el aprovechamiento del potencial de producción de biogás fuese completo se podría cubrir aproximadamente el 64% de la demanda de gas natural empleado en el uso domestico y comercial. En el caso de incluir como gases renovables el biogás, hidrógeno verde y el gas de síntesis la producción conjunta de estos podría cubrir aproximadamente el 57% de la demanda total del país.

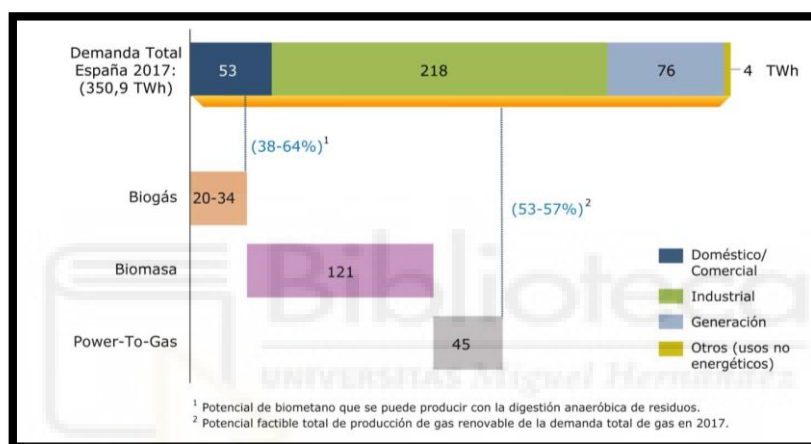


Gráfico 7. Potencial del gas renovable frente a la demanda de gas natural (SEDIGAS, IDAE 2018)

Mientras que en Europa hay cerca de 800 plantas de biometano inyectando en la red, en España aún son muy pocas y solo cabe mencionar los siguientes casos:

- La planta de biometano situada en el Parque Tecnológico de Valdemingómez (Madrid), abierta en 2013 que partió de una iniciativa pública, en esta planta se trata la parte orgánica de los RSU de la Comunidad de Madrid mediante digestores anaerobios inyectando en la red de gas natural el biometano producido, tiene una capacidad de producción cercana a los 97 GWh/año.
- Con participación pública y un consorcio empresas en 2019 en la estación depuradora de aguas residuales de Butarque (Madrid) se desarrolló un

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

proyecto para la producción e inyección de biometano procedente del tratamiento de aguas residuales.

-En cuanto al sector privado encontramos las plantas de La Galera (Tarragona) de reciente inauguración y supuso el primer caso de iniciativa privada inaugurada en 2020.

-La planta de Villalonquéjar (Burgos) inaugurada en 2021 como colaboración entre la empresa encargada del tratamiento de residuos Biogasalia y Enagás, con la inversión privada de Suma Capital con el objetivo de producir e inyectar en el futuro 20 GWh/año de biometano al sistema gasista.

-Planta de Galivi Solar (Lorca), planta que se dedicaba a la producción de biogás procedente del tratamiento de estiércoles, purines y aguas orgánicas que ha decidido desarrollar un proyecto para la producción e inyección de biometano y que actualmente se encuentra en fase de desarrollo y puesta en marcha.

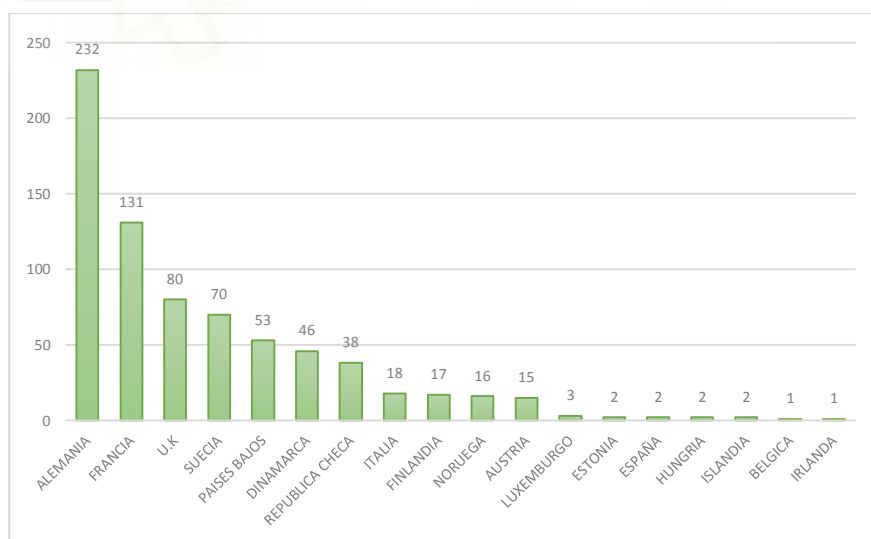


Gráfico 8. Número de plantas de biometano instaladas en Europa hasta 2020 (EBA).

El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 estableció unos objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE para fomentar del uso de energía

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

renovables, sin embargo en el caso de España no terminaron de cumplirse principalmente por una elevada dependencia de los combustibles fósiles dentro del sistema energético nacional, los cuales son importados ya que la producción nacional es casi nula, teniendo por tanto una gran dependencia energética exterior, que en 2017 se situó alrededor del 73% frente al 54% de la Unión Europea.

En el lado positivo España cuenta con una de las redes de distribución y transporte de gas natural más amplia de Europa, solo Enagás como principal transportista y Gestor Técnico del Sistema Gasista dispone de más de 11.000 km de gasoductos, seis terminales de GNL, tres almacenamientos estratégicos y seis conexiones internacionales, lo que claramente presenta una ventaja de futuro en la sustitución paulatina del gas de origen fósil por otras fuentes de gases renovables, y dado que tres de cada cuatro toneladas de gases de efecto invernadero se originan en el sistema energético, su descarbonización es la pieza clave sobre la que desarrollar la transición energética y la descarbonización exigida.

El 21 mayo de 2021 entro en vigor la Ley de Cambio Climático y Transición Energética que tiene por objeto asegurar el cumplimiento del Acuerdo de París y facilitar la descarbonización de los compromisos internacionalmente asumidos. Tales objetivos están alineados en el Marco Europeo para el clima y energía del año 2030:

- a) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del conjunto de la economía española en, al menos, un 23% respecto del año 1990.
- b) Que las energías de origen renovable alcance al menos un 42% del consumo total para el año 2030.
- c) Alcanzar un sistema eléctrico con, al menos, un 74% de generación a partir de energías de origen renovable.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

d) Mejorar la eficiencia energética disminuyendo el consumo de energía primaria en, al menos, un 32,5% para el año 2030.

Dentro de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP 2050) para alcanzar la neutralidad climática, la Ley de Cambio Climático recoge como instrumento para abordar la transición energética el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que permite una planificación estratégica en materia de energía y clima. Dicho plan abarca el periodo de 2021-2030 e incluye los objetivos a conseguir, las contribuciones a nivel nacional y sectorial para la reducción de emisiones, la participación de las energías renovables y eficiencia energética, implicando así a todos los sectores de la economía en estos objetivos.

A su vez el PNIEC 2021-2030 incluye las políticas y diferentes medidas correspondientes que den apoyo a la consecución de los objetivos, y entre las que cabe destacar:

-Medida 1.7. Biocombustibles avanzados en el transporte.

El transporte por carretera y ferrocarril representa aproximadamente un tercio del consumo total de energía y contribuye entre un 25-30 % en las emisiones de efecto invernadero, sin embargo, en el año 2016 la aportación de las energías renovables solo representaba el 5,3%, por tanto, es necesario realizar una paulatina descarbonización en el sector.

En línea con Directiva de Energías Renovables (DER II), el PNIEC establece un objetivo general de renovables en el transporte del 28% en el año 2030, además se fijan objetivos específicos de biocarburantes avanzados para los años 2022 (0,2%), 2025 (1%) y 2030 (3,5%) donde el biometano puede ayudar a la consecución de estos objetivos.

El objetivo de la descarbonización del transporte se logrará mediante medidas que incentiven un cambio en el modelo de movilidad urbana y metropolitana, electrificación del parque automovilístico y la combinación de distintas

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

tecnologías, principalmente los biocarburantes, que requiere un impulso en su producción que en la actualidad es todavía muy escasa.

Para conseguir una mayor implantación de los biocarburantes en el sector del transporte la medida 1.7 del PNIEC 2021-2030 establece una serie de mecanismos, tales como:

- Obligación general de venta o consumo de biocarburantes.
- Adaptación del sistema de certificación para recoger de forma específica los biocarburantes avanzados y, en particular, el biometano inyectado en red.
- Ayudas para incentivar el desarrollo de instalaciones de producción de biocarburantes avanzados.
- Promoción de las instalaciones de producción de combustibles renovables de origen no biológico.
- Establecer la obligación de una cuantía mínima de venta y consumo en biocarburantes avanzados para el periodo 2021-2030.
- Promocionar el consumo de mezclas etiquetadas de biocarburantes, por medio de medidas que permitan ofrecer al consumidor esta posibilidad en las estaciones de servicio.
- Establecimiento de unas cuantías específicas de consumo de biocarburantes en el sector de la aviación.

Medida 1.8. Promoción de gases renovable.

Esta medida recoge un aspecto muy importante, que los gases renovables son de los pocos vectores energéticos que puede utilizarse tanto para generar electricidad, como para cubrir demanda energética en procesos industriales de alta temperatura que difícilmente se podrían descarbonizar con otras renovables,

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

y en el sector transporte. Además, a diferencia de la producción eléctrica, los gases si son almacenables contando en la actualidad con la infraestructura del sistema gasista.

Esta medida se refiere entre otros al biogás, biometano e hidrógeno de origen 100% renovable. El biogás, en términos de reducción de emisiones de G.E.I consigue, un doble objetivo como ya hemos visto, por un lado, el uso de un combustible 100% renovable, sino también una reducción adicional de emisiones, principalmente CH₄, asociadas a una mejor gestión de los residuos municipales, los lodos de depuradora, los residuos agrícolas y ganaderos y residuos de la industria agroalimentaria.

En esta medida del PNIEC 2021-2030 se tiene muy presente que las medidas aplicadas en el pasado para la promoción de biogás basadas en la a retribución de la generación eléctrica de las plantas de biogás no han tenido los resultados esperados, estando el aprovechamiento de la producción en España muy por debajo del potencial existente y muy alejado del obtenido en otros países de la Unión Europea, suponiendo la contribución de España solo el 1,4% según datos recogidos en el 2016.

El PNIEC recoge la relevancia que ha adquirido en los últimos años la depuración de biogás hasta biometano para, una vez cumplidos determinados requisitos de calidad, poder ser inyectado en las redes de gas natural, que supone una mejora en las posibilidades de aprovechamiento energético del gas renovable, que tiene la primacía en el corto y medio plazo, por aspectos de desarrollo tecnológico, potencial disponible y costes de producción respecto a otros gases renovables.

Sin embargo, hasta la fecha se han dado una serie de barreras que son necesarias vencer para conseguir un pronto desarrollo de gases de carácter renovable, las principales de estas barreras han sido:

- Elevado coste de producción a partir de fuentes renovables, muy superior a la extracción y procesamiento de los combustibles fósiles.

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

- Inexistencia de unas garantías de origen a nivel nacional reconocido que certifique su origen renovable y permita valorizar su consumo.
- Necesidad de establecer con claridad los derechos, obligaciones y responsabilidades de los agentes involucrados en la producción, transporte y comercialización de gas renovable.
- Desconocimiento por parte de los usuarios finales de estas alternativas no fósiles, siendo necesarias acciones de difusión, información y concienciación.

Para conseguir el fomento de los gases renovables se deberían articular ciertos mecanismos que permitan vencer dichas barreras entre los que destacan:

- La aprobación de planes y objetivos específicos mediante hojas de ruta del biogás y del hidrógeno identificando los retos y oportunidades que ofrecen en el proceso de transición energética.
- Determinación de un sistema de garantías de origen de los gases renovables que acredite la procedencia y trazabilidad de los mismos y el impacto ambiental asociado a su producción y uso.
- Identificación y eliminación de las barreras regulatorias que dificulten el desarrollo de los gases renovables y que favorezcan la inyección de dichos gases renovables en la red de gas natural.

Algunas de las soluciones destinadas a la promoción de los gases renovables planteadas en el PNIEC se están materializando en la actualidad, como la consulta pública del borrador de la Hoja de Ruta del Biogás previa a su aprobación, que plantea de forma concreta los retos y oportunidades que ofrece el pleno desarrollo del biogás en España aportando una serie de medias y acciones para conseguir el objetivo de pasar de una producción de biogás de 2,74 TWh en el año 2020 a una producción de 10,41 TWh anuales para el 2030,

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

destinando el 55% de la producción de biogás para su transformación en biometano para emplearse como sustituto del gas natural de origen fósil.

Además, recientemente se ha presentado a consulta pública por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) el proyecto de Real Decreto para la creación del sistema de garantías de origen para los gases renovables, como el hidrógeno verde, el biogás o el biometano, permitiendo a los comercializadores y consumidores diferenciarlos del gas natural de origen fósil. El borrador también incorpora los criterios de sostenibilidad para el biogás y biocarburantes para transporte, así como los objetivos de penetración de los biocarburantes a partir del año 2023.

La aprobación definitiva de la Hoja de Ruta del Biogás y del Sistema Nacional de Garantías de Origen puede suponer el inicio para el desarrollo de nuevos proyectos de producción de biogás y biometano que aprovechen en potencial existente.

1.8. ALTERNATIVA PROPUESTA.

En el capítulo 3 se desarrollará más ampliamente las actividades que actualmente se desarrollan en las instalaciones objeto de este estudio, relacionadas con la gestión y tratamiento de los residuos sólidos urbanos del término municipal de Alicante, donde el destino final de todo el biogás producido es la generación eléctrica mediante varios motores de combustión interna.

Como hemos visto, la nueva situación del sector del biogás, con nuevas oportunidades y usos de este gas renovable, nos permite plantear en este estudio una alternativa consistente en destinar la producción de biogás procedente del digestor anaerobio a la producción de biometano, y no a la generación eléctrica. La decisión de destinar únicamente la parte producida en el digestor es debida a que al tratarse de un biogás con menor presencia de contaminantes y una mayor riqueza de metano, en comparación a la corriente obtenida mediante desgasificación de vertedero, las operaciones para su

1. Concepto y situación actual del biogás y biometano.

transformación en biometano suponen una mayor simplicidad, que a su vez se verá traducida en un menor coste operativo.

En cuanto al destino del biometano producido como alternativa planteada este estudio, se tomó la decisión de realizar una inyección a la red de gas natural, favoreciendo de esta forma la distribución de un gas de carácter renovable, susceptible de ser usado en todos aquellos sectores o procesos productivos que actualmente se abastecen de gas natural. Para muchos casos, el empleo de gases renovables supone la única vía de descarbonización y cumplimiento de los objetivos marcados por la Unión Europea. Con la inyección en la red de gas natural se contribuiría a la sustitución paulatina del gas natural por variantes renovables, que como hemos visto hasta ahora, es la tendencia en el resto de países.

A su vez, la poca disponibilidad existente en el mercado nacional de alternativas renovables al gas natural, hacen que exista una importante demanda de biometano por parte de empresas ligadas a la distribución y comercialización del gas natural. La asincronía existente entre oferta y demanda de biometano, puede traducirse en una oportunidad que favorezca la viabilidad económica de futuros proyectos de inyección en la red de gas natural, que junto a los beneficios medioambientales hacen que sea la mejor alternativa.

2. PRODUCCIÓN DE BIOMETANO.



2. Producción de biometano.

2.1. CONTAMINANTES A ELIMINAR

Como vimos en el capítulo anterior el biogás era una mezcla de varios gases en proporciones variables, donde los principales compuestos eran el metano y el dióxido de carbono. Desde el punto de vista energético el metano es el que representa el mayor interés, siendo el resto de compuesto presentes en el biogás indeseables para la mayoría de procesos y por tanto podrían considerarse como contaminantes presentes en el biogás.

Los principales contaminantes presentes el biogás causante de problemas serían el sulfuro de hidrógeno (H_2S), el amoníaco (NH_3) y los siloxanos, a su vez compuestos tales como el dióxido de carbono (CO_2), el agua y el oxígeno producen una disminución del poder calorífico del biogás, así como la formación de atmosferas explosivas y/o peligrosas y tóxicas.

El uso más habitual del biogás en España según el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico en el año 2020 fue la generación eléctrica, concretamente de los 2,74 TWh producidos se destinó 2,45 TWh para este fin, esto supone el uso de un motor de combustión interna para impulsar un generador el cual produce electricidad. Así pues, durante muchos años las técnicas destinadas a la eliminación de los contaminantes presentes en el biogás estaban orientadas a su uso en los motores de combustión, siendo los fabricantes de motores los que marcaban los valores límites de contaminantes admisibles para el correcto funcionamiento de estos.

Sin embargo, en los últimos años la opción purificar el biogás para ser inyectado la red de gas natural se ha extendido y el número de plantas en Europa que inyectan biometano tratado a la red de gas natural se ha incrementado de manera reseñable. Por ejemplo, en Alemania, uno de los países punteros en la Unión Europea en la producción y usos del biogás, fijó ambiciosas metas y pretenden que para el año 2020 se sustituya seis mil millones de metros cúbicos de gas natural con biogás cada año. Esto permite romper lo que se estaba haciendo hasta ahora, deslocalizando la producción del consumo, al usar la red

2. Producción de biometano.

de distribución de gas natural para transportar el biometano hasta el punto donde es necesario consumirlo, permitiendo por ejemplo usar directamente biometano como combustible vehicular.

Los nuevos usos del biogás están marcando nuevas técnicas de acondicionamiento, limpieza y enriquecimiento del biogás para ajustarlo a los estándares fijados para cada uso, en general la eliminación de contaminantes conlleva los siguientes objetivos:

- Evitar problemas de corrosión, erosión e incrustaciones que pueden aparecer en cualquier dispositivo de conversión térmica o termo catalítico tales como MCIA, microturbinas o pilas de combustible, resultado de la utilización de un biogás de baja calidad, consiguiendo un óptimo funcionamiento de estos dispositivos y por tanto un mejor aprovechamiento del combustible.
- Reducción de los costes de mantenimiento (como por ejemplo cambios de aceite en MCIA) y reparación de los dispositivos.
- Evitar las emisiones nocivas a la atmosfera por los escapes de las maquinas.
- Evitar emisiones nocivas para la salud.
- Conseguir un gas con unas especificaciones y características suficientes para determinados usos, como por ejemplo para ser inyectado en la red de gas natural o usado como combustible vehicular.

2. Producción de biometano.

Agua	Corrosión en compresores, motores y tanques de almacenamiento debido a que reacciona con el H ₂ S, el NH ₃ y el CO ₂ para formar ácidos.
	Acumulación de agua en las tuberías.
	Condensación y/o congelación debido a la alta presión o bajas temperaturas.
Polvo	Obstrucción por deposición en compresores y tanques de gas.
H₂S	Corrosión en los compresores, depósitos de gas y los intercambiadores de calor.
	Concentraciones de H ₂ S (>3, 5 ppmv) son tóxicas si permanecen en el biogás.
	Se forma SO ₂ y SO ₃ debido a la combustión, son más tóxicos que el H ₂ S y corrosivos en presencia de agua.
	Es peligroso en niveles bajos para humanos y animales, desprende un olor característico a huevos podridos. En concentraciones mayores, son más peligrosas ya que no se detectan.
CO₂	Disminuye el poder calorífico del biogás.
Siloxanos	Formación en los intercambiadores de calor y MCI de SiO ₂ y cuarzo microcristalino debido a la combustión, con deposición en las bujías, válvulas y culatas, con escoriaciones en las paredes de cilindros, además de taponamientos.
Hidrocarburos	Corrosión en los motores debido a la combustión.
NH₃	Corrosión cuando se disuelve en agua.
	Es tóxico, con olor picante y lacrimógeno. El límite de exposición ocupacional es de 10 ppm.
O₂	Mezclas explosivas debido a las altas concentraciones de O ₂ en el biogás.

Tabla 14. Consecuencias de la presencia de impurezas en el biogás (Purificación y usos del biogás UAB).

Dióxido de carbono.

Un biogás enriquecido y de alta calidad generalmente se considera que debe tener una concentración de metano superior al 90%, para alcanzar este objetivo el dióxido de carbono debe ser extraído ya que puede representar entre el 35-55% del biogás en función del sustrato utilizado y la técnica de producción del mismo.

Generalmente, para las aplicaciones más simples de biogás, como calentadores y calderas, la eliminación del dióxido de carbono presente en el biogás no presenta una condición indispensable para su uso. Para aplicaciones más complejas de biogás, como su utilización en vehículos requieren combustibles con una densidad mayor y en consecuencia la eliminación del CO₂ se hace necesaria. La eliminación del CO₂ mejora el poder calorífico aumentándolo y genera un gas de calidad similar a la del gas natural, ajustando el valor del poder

2. Producción de biometano.

calorífico y la densidad relativa del biogás para cumplir con las especificaciones del índice de Wobbe. El valor de dicho índice depende del poder calorífico y de la densidad relativa del biogás.

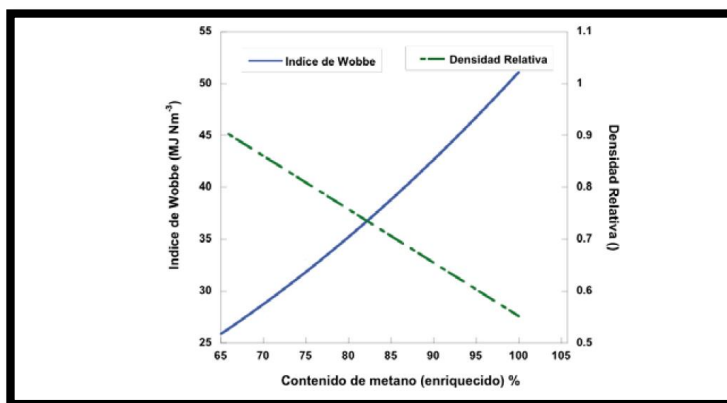


Gráfico 9. Índice de Wobbe y densidad relativa como función del contenido de metano en el biogás. (Ryckebosch et al).

Agua.

Debido a que el biogás generalmente se encuentra saturado de agua se hace necesario un proceso de deshidratación, en el cual se elimina el vapor de agua presente en la corriente de biogás. La cantidad de agua absoluta contenida depende de la temperatura, cuanto menor sea la temperatura del transporte del biogás, menor será la cantidad de agua contenida.

El vapor de agua generalmente es la impureza más habitual y se hace necesaria su eliminación por diferentes causas:

- Prevenir la aparición de condensados en las tuberías de transporte que pueden llegar a taponar equipos o las propias tuberías de transporte.
- El vapor de agua condensado junto con el biogás puede llegar a ser corrosivo, especialmente si hay presentes otras impurezas como sulfuro de hidrógeno (H₂S).
- Mejorar el rendimiento en equipos tales como compresores o turbinas de aspiración, evitando al mismo tiempo averías en estos equipos.

2. Producción de biometano.

-Cumplir con las especificaciones de calidad para poder usarse en la red de transporte y distribución de gas natural.

-Su utilización como combustible en vehículos requiere un punto de rocío de, al menos, 10 °C por debajo de la temperatura promedio de invierno para la zona geográfica en la que se va a utilizar evitando congelaciones.

-Mejorar el funcionamiento y duración de sistemas posteriores como la adsorción de contaminantes mediante filtros de carbón activado.

Sulfuro de hidrógeno.

La formación de sulfuro de hidrógeno en la digestión anaerobia es inevitable, como consecuencia de esto siempre estará presente en el biogás como contaminante, siendo necesaria su eliminación, se forma durante la reducción de compuestos que contienen azufre como los péptidos y aminoácidos

Se trata de un gas más pesado que el aire, altamente tóxico tanto para animales como para humanos en concentraciones bajas. Desprende un característico olor a huevos podridos detectable a concentraciones muy bajas (0,03-0,15 ppm), a concentraciones más altas satura el nervio olfativo haciéndose indetectable (15-75 ppm), siendo mortal en pocos minutos a concentraciones a partir de 1000 ppm.

Desde el punto de vista medioambiental es peligroso ya que durante la combustión puede dar origen a la formación de dióxido de azufre (SO₂), causante de la lluvia ácida, siendo muy corrosiva.

El sulfuro de hidrógeno en combinación con el vapor de agua contenido en el biogás puede formar ácido sulfúrico (H₂SO₄), siendo muy corrosivo para los equipos tales como pilas de combustible, procesos catalíticos de reformado, refrigeradores, calentadores y otros dispositivos metálicos como compresores, tanques de almacenamiento de gas y motores de combustión interna. Por encima de valores de 1.000 mg/Nm³ producen una rápida degradación del aceite del motor y pueden producir averías en el sistema de combustión interna.

2. Producción de biometano.

Amoníaco.

El amoníaco es otro compuesto que se forma durante la digestión anaerobia debido a la degradación de las proteínas durante el proceso, constituyendo un contaminante a eliminar de biogás. Se trata de un gas más ligero que el aire, tóxico, con olor picante y lacrimógeno. Un elevado contenido de amoníaco puede llegar a ser inhibitorio al propio proceso de digestión anaerobia, los principales microorganismos afectados por altas concentraciones de amoníaco son los metanogénicos. Un cambio brusco en la concentración de amoníaco produce un descenso en la velocidad de crecimiento de los organismos metanogénicos, pero no en la tasa de crecimiento de los acidogénicos o acetogénicos.

Durante la combustión del biogás con elevado contenido en amoníaco se favorece la formación de las diferentes formas de óxidos de nitrógeno (NOx), siendo el dióxido de nitrógeno (NO₂) las más contaminantes, resultadas de combustiones a altas temperaturas, provocando graves efectos sobre los pulmones, piel, ojos y garganta. Cuando se generan precipitaciones en los momentos de altos índices de dióxido de nitrógeno en la atmosfera, como ocurre con el dióxido de azufre (SO₂), produce el fenómeno de lluvia ácida. Con el agua termina produciendo ácidos nítricos llegando a contaminar a ríos, pantanos y acuíferos.

Generalmente las concentraciones de amoníaco (NH₃) en el biogás son bastante bajas ya que su condición de agente inhibitorio en los organismos metanogénicos provoca que en determinados procesos de producción de biogás, como las planta de biometanización, se controle la formación de amoníaco ajustando la relación carbón/nitrógeno del sustrato utilizado, sin embargo en el proceso de formación de biogás en vertederos se hace muy difícil el control en la formación de este contaminante y puede ser complicado mejorar la calidad del biogás por su alto contenido en nitrógeno.

Siloxanos.

Los siloxanos son un grupo de compuestos formados a partir de silicio (Si), oxígeno (O) y grupos metilos (CH₃-), grupos etilos y otros grupos orgánicos,

2. Producción de biometano.

tanto en forma lineal como en forma cíclica. Su formación en los procesos de digestión anaerobia puede ser debido a la introducción de forma no deseada de detergentes, champús, desodorantes y otras sustancias usadas como impermeabilizantes junto al sustrato de alimentación, por lo tanto, se pueden encontrar en biogás de plantas de tratamiento de lodos de depuradora y en gas de vertedero.

Sus principales propiedades son:

- Alta compresibilidad y estabilidad térmica.
- Ser repelentes al agua.
- Tener baja inflamabilidad, tensión superficial y toxicidad.
- Tener muy baja biodegradabilidad.
- Densidad baja.
- Baja viscosidad.
- Alto peso molecular.

Los siloxanos durante la combustión se oxidan a dióxido de silicio (sílice) y, por consiguiente, pueden depositarse como microcristales de cuarzo generando los siguientes problemas:

- Cuando un motor de combustión es alimentado con biogás contaminado con siloxanos las precipitaciones sobre las piezas del motor causan un efecto abrasivo en la cámara de combustión, en las bujías, válvulas, cabezas de cilindro, reduciendo la vida útil de los motores y provocando graves y costosas averías.
- En los motores de combustión se unen a las paredes de la cámara de combustión del motor, formando incrustaciones y reduciendo el volumen de esta cámara y, a su vez, aumentando la relación de compresión y la tendencia a detonación. A veces, estos depósitos se forman bajo la válvula de escape, dando lugar a fugas de gas. Esto reduce la eficiencia de la compresión del motor y una pronta degradación del aceite de lubricación con partículas finas de silicatos.

2. Producción de biometano.

- En intercambiadores de calor producen un aumento de la temperatura debido a la disminución de la transferencia de calor.
- Mal funcionamiento en los equipos de control de emisiones debido a la formación de incrustaciones.
- En las turbinas de gas, los silicatos pueden causar abrasión severa del rotor y se depositan sobre la boquilla de combustible.

Por tanto, la presencia de siloxanos, incluso en cantidades muy pequeñas tiene consecuencias desastrosas para las plantas que utilizan biogás como combustible, debido a esto, tantos fabricantes de motores y microturbinas establecen unos valores máximos de siloxanos en el biogás. La eliminación de los siloxanos es necesaria principalmente en el biogás procedente de vertederos y en planta de tratamiento de aguas residuales, ya que en estos procesos se encuentran las concentraciones más significativas.



Ilustración 23. Formación de depósitos de sílice en motor de combustión.

2.2. TÉCNICAS DE LIMPIEZA Y ENRIQUECIMIENTO.

2.2.1. ELIMINACIÓN DIÓXIDO CARBONO.

Los métodos más comúnmente utilizados para eliminar el CO₂ son la absorción con agua y la adsorción por variación de la presión, seguidos de la absorción química, mientras que la separación mediante membranas se está desarrollando

2. Producción de biometano.

e imponiendo en los últimos años debido al desarrollo en la materia de membranas. Los factores que determinan la elección del método son: las propiedades del gas, la calidad que se quiere conseguir en el gas producido, las pérdidas de metano y, finalmente, los costes del procesamiento.

Absorción con agua.

La limpieza con agua a alta presión es el método más difundido para la eliminación del CO₂ en la corriente de biogás, utiliza distintas solubilidades de CH₄ y CO₂ en agua. El biogás se comprime hasta los 7-10 bar antes de que fluya a contraflujo y alimentado desde el fondo de la columna, el agua presurizada es rociada desde la parte superior, el CO₂ que presenta una mayor solubilidad en el agua se disuelven en el agua y salen por el fondo de la torre. El agua puede ser recirculada a una torre de purificación donde el CO₂ es eliminado del sistema al reducir la presión del agua.

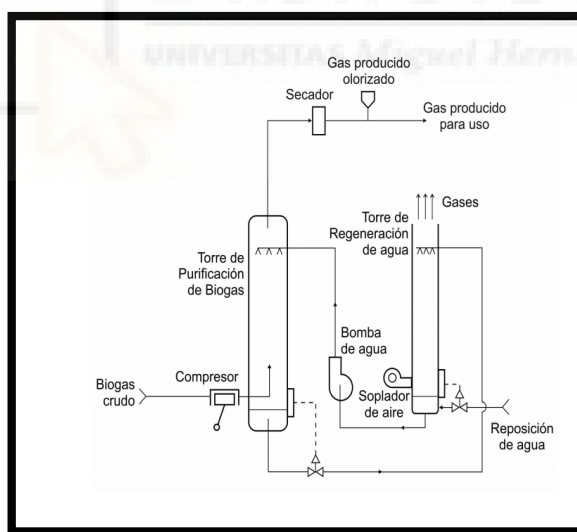


Ilustración 24. Esquema de un sistema de eliminación de CO₂ mediante absorción con agua.

Con este método no es necesaria la desulfuración ni el secado corriente arriba, siendo necesario hacer el secado en la corriente de salida del gas ya limpiado, presentando además la ventaja de que su capacidad de adaptación a variaciones del caudal de biogás bruto es alta, no solamente se pueden controlar la presión y la temperatura sino también la tasa de procesamiento de la planta (ajustable

2. Producción de biometano.

entre 40% y 100% de la capacidad nominal) dependiendo de la concentración de CO₂ del gas bruto. Cabe destacar también la ventaja de que se trata de un sistema que opera de forma continua y automáticamente, con facilidad de mantenimiento, no es necesario hacer un secado del gas previo y realizando una coabsorción de otras impurezas tales como H₂S y NH₃ que quedan también disueltos en la corriente de agua junto el CO₂, al usar agua como absorbente presenta las ventajas de un bajo coste en consumibles y facilidad de acceso.

Las principales desventajas de este sistema es un elevado consumo energético y una pérdida de CH₄ en la corriente de gas de salida de alrededor de 1%, lo que conlleva un posterior tratamiento para evitar la emisión de metano a la atmosfera.

Absorción con aminas de regeneración.

La limpieza con amina es un proceso absorción química en que el biogás no presurizado entra en contacto con un líquido de limpieza y el dióxido de carbono se transfiere al medio de limpieza. Para recuperar el agente de limpieza, se cuenta con una etapa de regeneración corriente abajo de la etapa de absorción, normalmente con vapor de agua. Esto da como resultado una alta demanda de energía térmica, que es la principal desventaja de este proceso. El consumo continuo de solvente como resultado de la regeneración incompleta es otra desventaja. Por otro lado, la limpieza con aminas tiene la ventaja de que el gas del producto es de muy alta calidad (> 99%) y puede obtenerse con una pérdida de metano muy bajo (< 0,1%).

La limpieza con aminas se utiliza principalmente para tasas de flujo bajas y en lugares con fuentes de calor residuales de otros procesos que permiten reducir los costes de explotación.

2. Producción de biometano.

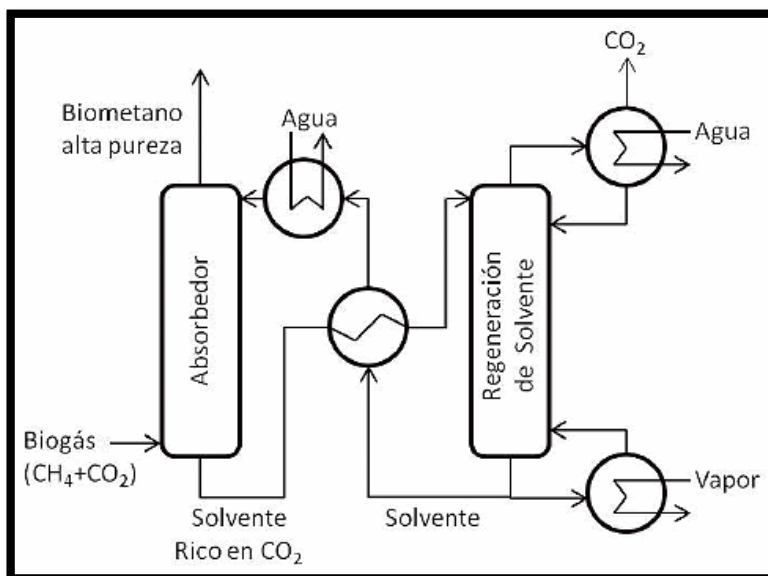


Ilustración 25. Esquema de un sistema de eliminación de CO₂ mediante absorción con aminas (Robertson).

Adsorción con variación de presión (PSA).

La adsorción de variación de presión (pressure swing adsorption, PSA) es una técnica que utiliza carbono activado o tamices moleculares (tipo zeolitas) para la separación física de los gases, es un método avanzado y se aplica frecuentemente en proyectos. La temperatura de operación de esta técnica es similar a la ambiental y no es necesario aporte de calor, reduciendo en este aspecto el coste económico con respecto a las técnicas de absorción con aminas.

En el proceso de PSA se adsorbe CO₂ a alta presión y posteriormente se disminuye la presión para desadsorber el gas retenido en el material adsorbente, de manera que, cuanto mayor sea la presión, una mayor cantidad de CO₂ es adsorbido, y al reducir la presión, el gas es liberado.

2. Producción de biometano.

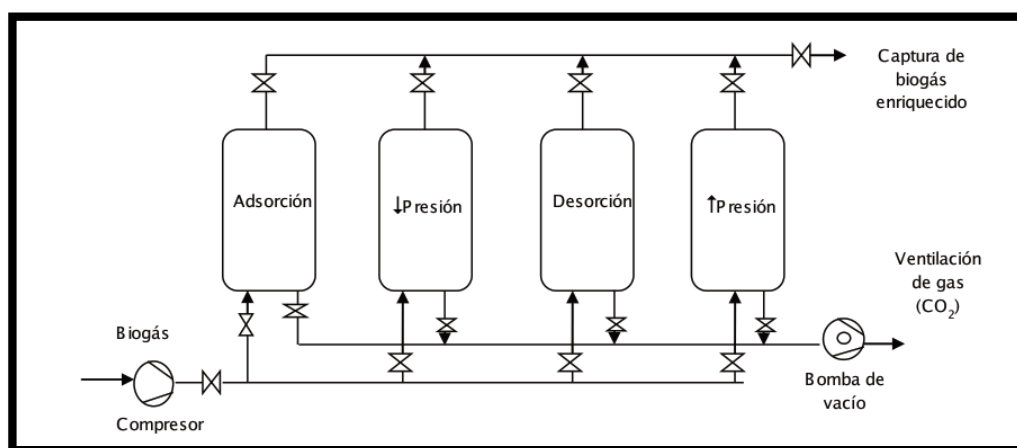


Ilustración 26. Esquema de un sistema de eliminación de CO₂ mediante la técnica PSA (Purificación y usos del biogás UAB).

Si el biogás se hace pasar a presión a través de una columna rellena con un material adsorbente que atrae al CO₂ con más fuerza que al metano, gran parte del CO₂ se quedará en el material adsorbente y el biogás que sale estará enriquecido con un elevado porcentaje de metano y bajo porcentaje de CO₂. Cuando el material adsorbente alcanza su máxima capacidad para adsorber CO₂, se puede regenerar mediante la reducción de la presión, y liberar así el CO₂ adsorbido, que quedaría listo para otro ciclo de producción de biogás enriquecido con metano.

Esta tecnología consigue enriquecimiento del biogás con un porcentaje de metano CH₄ de cerca del 97%. Si se usa el sistema correctamente, la vida útil de los adsorbentes es casi ilimitada, aunque esto requiere que el gas bruto esté libre de azufre y seco, ya que el agua y el sulfuro de hidrógeno son adsorbidos de forma irreversible y, por lo tanto, no puede ser regenerado, haciendo necesario una eliminación de H₂S y una deshidratación preliminar al proceso de PSA.

La demanda total de energía es bastante baja en comparación con otros métodos, aunque la demanda de energía eléctrica es relativamente alta debido a los cambios constantes de presión. Otra ventaja es que este método es ideal para capacidades reducidas. La desventaja de PSA es que fácilmente pueden

2. Producción de biometano.

existir pérdidas de metano relativamente altas en la corriente de gas de escape (aproximadamente 1-5%). Debido al importante impacto del metano como gas de efecto invernadero, se hace necesario un tratamiento en la corriente de escape.

Separación con membranas.

La tecnología de membranas es un enfoque relativamente nuevo en el procesamiento de biogás, el avance de la investigación en el campo de la tecnología de membranas y los buenos resultados obtenidos en las instalaciones que optaron por esta tecnología están demostrando que puede considerarse como unos de los métodos más competitivos y económicamente viables para el enriquecimiento del biogás, ganando paulatinamente terreno a otras técnicas tradicionalmente usadas como la PSA, absorción con aminas y lavado con agua .

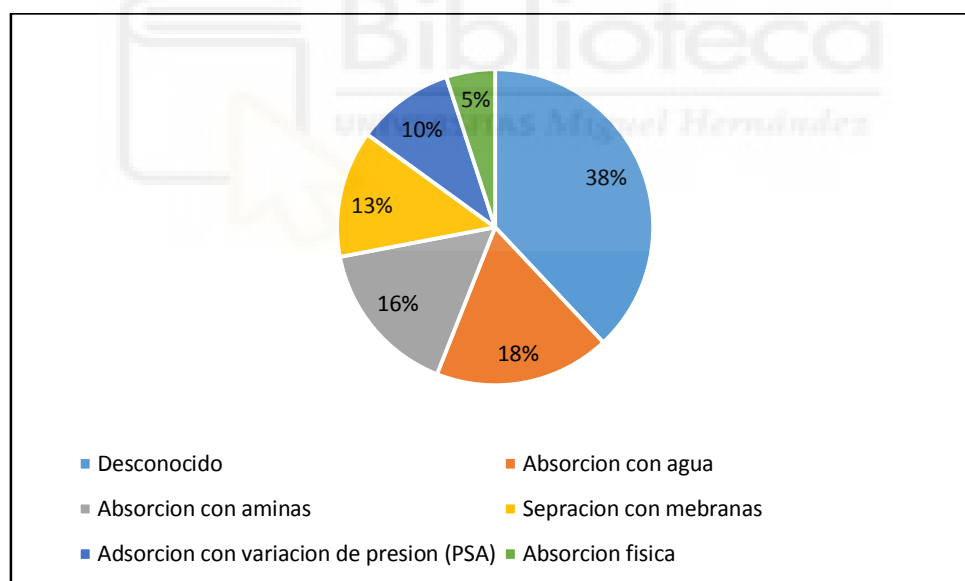


Gráfico 10. Distribución de plantas por técnica de upgrading en 2020 (EBA).

La técnica de membranas separa metano y otros componentes del biogás haciendo uso de las distintas tasas de difusión de las moléculas de gas, que presentan varios tamaños, a través de la membrana, como por ejemplo en las membranas de acetato de celulosa, donde la permeabilidad del CO₂ es veinte

2. Producción de biometano.

veces mayor que para el metano, permitiendo con un adecuado diseño obtener dos flujos separados de gases.

Los sistemas con membranas se suelen construir en módulos, la operación de un módulo con membranas se puede describir de la siguiente manera: el biogás bruto con cierta composición y cierta velocidad entra en el módulo en dirección tangencialmente a la membrana, en el interior del módulo el flujo de alimentación se divide en dos flujos secundarios, el primero que corresponde al componente que pasa rápidamente a través de la membrana y es rico en CO_2 , mientras que el flujo restante o retenido, sale del módulo como un biogás rico en metano. Las presiones de trabajo oscilan en el intervalo de 12 a 15 bares en función del tipo de membrana usada y del número de etapas, en las que se logra obtener un biogás hasta con un 99 % de CH_4 .

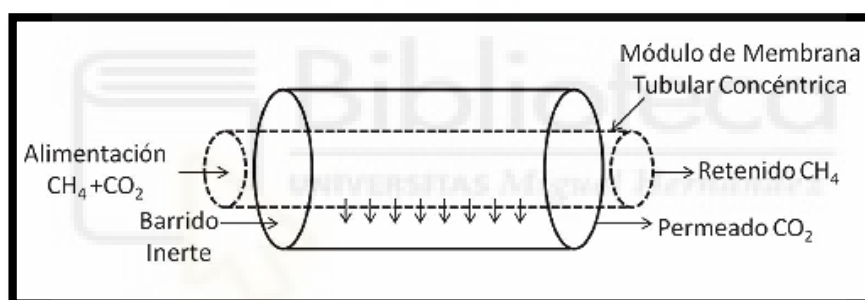


Ilustración 27. Principio de separación mediante membranas.

Separación criogénica.

La separación criogénica se basa en los diferentes puntos de condensación y sublimación de los gases particularmente para la separación de dióxido de carbono y metano. El biogás se enfría a las temperaturas donde el dióxido de carbono se condensa o sublima y se puede separar como una fracción líquida o sólida, suceso que ocurre a -78°C , mientras el metano se acumula en la fase gaseosa, si se desea obtener metano en fase líquida es necesario llegar a -160°C , aunque el rango de operación más habituales supone trabajar a temperaturas de -90°C y presiones hasta 80 bar, para obtener un CO_2 en fase líquida y CH_4 en fase gaseosa.

2. Producción de biometano.

Al disminuir la temperatura lo suficiente se puede obtener directamente CH₄ y CO₂ líquido, lo que facilita considerablemente su transporte y ofrece ventajas sobre otras tecnologías cuyo problema es la captura y el almacenamiento del CO₂, permitiendo una valorización de este pudiéndose usar en invernaderos, industria alimentaria, como refrigerante, en mataderos para aturdimiento de animales, etc.

En general es un proceso muy exigente donde se requiere una gran cantidad de energía, sin embargo, las calidades de gas que se pueden lograr (> 99% de CH₄) y las bajas pérdidas del metano (< 0,1%), la no utilización de productos químicos, y las bajas emisiones de gases son unas de sus ventajas en comparación a otras técnicas, en contra encontramos consumos energéticos más elevados y un gran número de equipos implicados que hace que su operación sea más compleja.

Tecnología	% Metano obtenido	Ventajas	Inconvenientes
Absorción con agua	> 97%	Eliminación simultánea de H ₂ S.	Inversión y operación costosas.
		Operación sencilla.	Obstrucción debido al crecimiento bacteriano
		Capacidad ajustable en función de presión y temperatura.	Formación de espuma.
		Possibilidad de regeneración.	Poca flexibilidad para variar la entrada de gas.
		Bajas pérdidas de CH ₄ (< 2 %).	
Tolerante a impurezas.			
Absorción con aminas	>99%	Operación barata.	Inversión costosa.
		Possibilidad de regeneración.	Calor necesario para la regeneración.
		Muy bajas pérdidas de CH ₄ (< 0,1 %).	Corrosión en equipos.
		Más CO ₂ disuelto por unidad de volumen (comparado con la absorción con agua).	Descomposición y envenenamiento de las aminas por O ₂ u otros productos químicos. Precipitación de sales y formación de espumas
P.S.A	95-98%	Principio de operación sencillo.	Inversión y operación costosas.
		Bajo consumo de energía: alta presión, pero regenerativo.	Proceso extenso, requiere control.
		Técnica compacta.	Pérdidas de CH ₄ cuando hay un mal funcionamiento
		También para pequeñas capacidades.	
Tolerante a impurezas.			
Tecnología de membranas	>96%	No es necesario productos químicos	Necesita secado y desulfuración previos.
		Construcción y operación simples.	Altos requerimientos energéticos.
		Alta fiabilidad.	Necesidad de estar libre de O ₂ y N ₂ , baja selectividad.
		Pequeños flujos de gas tratados sin aumento proporcional del coste.	Pocos fabricantes de membranas en el mercado.
		Puede obtenerse CO ₂ casi puro.	Necesidad de control en la calidad del gas de entrada.
Separación criogénica	>98%	Puede alcanzarse un 90 – 98 % CH ₄ .	Inversión y operación costosas.
		CO ₂ y CH ₄ de alta pureza.	Altos requerimientos energéticos.
		Bajo coste de energía extra para llegar a biometano líquido.	Elevado número de equipos empleados.
		Baja pérdida de metano en corriente "off gas".	Operación compleja.

Tabla 15. Resumen de las diferentes técnicas de enriquecimiento de biogás.

2. Producción de biometano.

2.2.2. ELIMINACIÓN DEL AGUA.

La eliminación o la reducción de la cantidad de agua contenida en el biogás es una de los procesos más importantes en el acondicionamiento, ya que el buen funcionamiento de las siguientes etapas, de limpieza y enriquecimiento corriente abajo, depende de una correcta eliminación del vapor de agua en el biogás. Los métodos que se consideran para el secado del biogás se dividen en métodos físicos y métodos químicos. Dentro de los físicos el secado por condensación es el más habitual, mientras que dentro de los métodos químicos el secado por absorción con gel de sílice es el más extendido.

Refrigeración/condensación.

Representa la técnica más común para lograr un adecuado secado del biogás, debido a su simplicidad. Se trata de un método de condensación versátil, eficiente y aplicable a cualquier tasa de flujo, comúnmente utilizado en grandes instalaciones (EDAR, vertederos, etc.) que producen biogás principalmente para generar electricidad. Este método se basa en la separación del condensado formado al enfriar la corriente de biogás saturado por debajo del punto de rocío mediante un intercambiador del tipo carcasa y tubos, a mayor enfriamiento habrá mayor condensación del agua contenida y por tanto mayor eliminación de agua, pero con este método únicamente se puede bajar el punto de rocío hasta 0,5°C debido a problemas de congelación en las superficies del intercambiador, para lograr puntos de rocío más bajos es necesario comprimir el gas antes de enfriarlo y luego expandirlo a la presión deseada.

El intercambiador utiliza en una de sus entradas agua o etilenglicol, el cual es enfriado mediante una maquina frigorífica tipo chiller. A la salida, el biogás tendrá una temperatura inferior a su punto de rocío, donde aproximadamente el 90% del vapor de agua ha sido condensado, reduciendo su humedad absoluta. Este proceso debe ir acompañado con un sistema eficiente de separación del condensado, atrapando y eliminando las pequeñas gotas de agua formadas.

Como métodos físicos utilizados para eliminar las gotas de agua formadas en la corriente de biogás encontramos:

2. Producción de biometano.

-Los desnebulizadores o separadores de gotas, en los que las partículas de líquido se separan mediante una malla de alambre cuyo tamaño de microporos varía de 0,5 a 2 mm.

-Los separadores de ciclón, donde las gotas se separan de la corriente de gas utilizando fuerzas centrífugas.

Existe la posibilidad de incorporar una recuperación de calor, mediante la cual el biogás resultante del enfriamiento inicial producido por el chiller se usa para preenfriar el biogás entrante, esto se realiza con dos objetivos:

-Reducir la carga en el intercambiador de calor de refrigeración final.

-El biogás final a la salida se recalienta parcialmente reduciendo su humedad relativa, evitando condensaciones posteriores no deseadas y un mejor funcionamiento de las etapas posteriores como es el caso del uso de un lecho de carbón activado, cuya eficacia dependerá de la temperatura del gas de entrada.

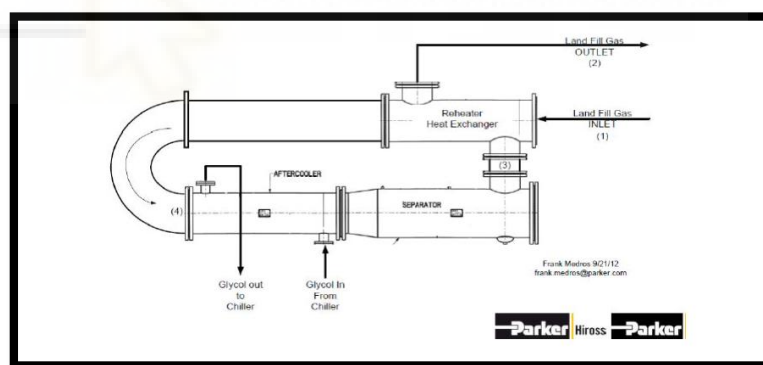


Ilustración 29. Esquema de la configuración de un sistema de secado por refrigeración/condensación (Parker).

Absorción.

La técnica de secado mediante absorción se basa en el fenómeno de transferencia de masa que se produce desde una fase gaseosa hasta una fase en estado líquido, esto ocurre gracias a que la fase líquida presenta una facilidad para absorber la humedad o higroscopicidad. Para ello se hace pasar la corriente

2. Producción de biometano.

de biogás húmedo por una torre empacada o de platos embebida en un desecante líquido, haciendo que entren en íntimo contacto y deshidratando el biogás.

Los glicoles son los desecantes líquidos más efectivos, el trietilenglicol ha ganado la aceptación como el más efectivo de los glicoles, debido a que logra mayor reducción del punto de rocío y tiene bajos costes de operación. Es un líquido higroscópico no volátil, inodoro e incoloro. Ventajas de usar trietilenglicol:

- Puede ser regenerado con facilidad.
- Menores pérdidas por vaporización.
- Presentan puntos de rocío en torno a -10°C a presión atmosférica

Limitación en el uso del trietilenglicol:

- No es apto para procesos criogénicos.
- Es corrosivo si se contamina con H_2S .

Una planta deshidratadora que utiliza glicol se compone de dos zonas: la zona de deshidratación, la cual es favorecida por las altas presiones y las bajas temperaturas y la zona de regeneración, la cual es favorecida por bajas presiones y altas temperaturas.

El glicol regenerado o pobre en humedad se bombea continuamente al plato superior de la torre y absorbe el agua del gas húmedo. El gas deshidratado abandona la torre por la parte superior, y el glicol rico en humedad es evacuado por el fondo y pasa a la fase de regeneración.

Aparte de las operaciones de deshidratación y regeneración es necesario unas operaciones complementarias, una de limpieza del biogás entrante en una torre de absorción y una segunda operación complementaria de limpieza del glicol con el objetivo de evitar que sustancias contaminantes se depositen sobre el rehervidor.

2. Producción de biometano.

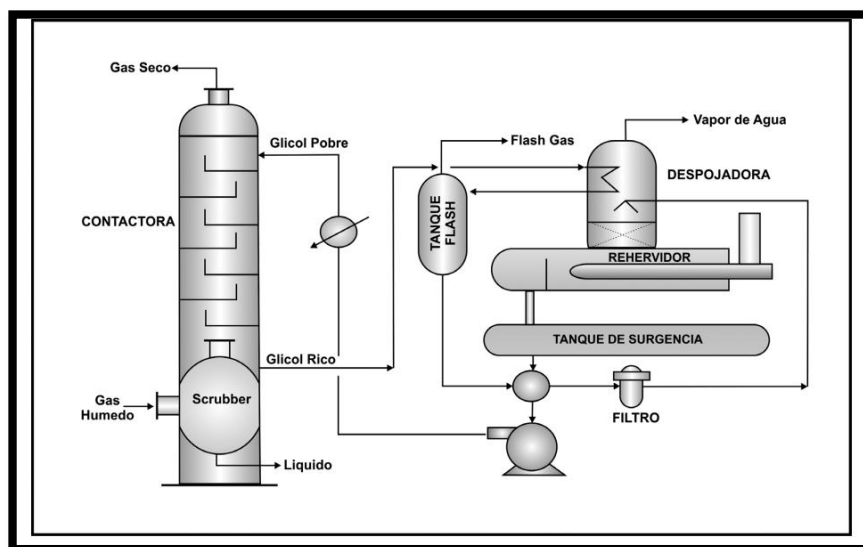


Ilustración 30. Esquema de una planta de deshidratación que emplea glicol (GPSA Engineering Data Book).

Adsorción.

La deshidratación con desecantes sólidos es un proceso que trabaja bajo el principio de adsorción, involucra una forma de adhesión entre las partículas del desecante sólido y el vapor de agua en el gas, es una buena alternativa con importantes ventajas tales como:

- Se pueden conseguir puntos de rocío extremadamente bajos (hasta -50°C).
- Deshidratación y remoción simultánea de H₂S.

Para que un desecante pueda usarse de forma eficaz debe tener una importante higroscopicidad, una relación entre superficie y volumen alta, buena resistencia mecánica, inerte químicamente, y tener unos costes adecuados para que su uso sea viable económicamente. Los desecantes sólidos más usados son: gel de sílice, zeolitas, geles óxido de aluminio y tamiz molecular de aluminosilicatos que exhiben un alto grado de adsorción de agua.

En la etapa de adsorción el gas húmedo se hace pasar por un lecho de material adsorbente donde el agua es retenida de forma selectiva en el interior de los

2. Producción de biometano.

poros del material, una vez que el material se encuentra saturado de humedad y su capacidad para retener agua se ve disminuida se pasa una corriente de biogás caliente y seco a contra flujo para su regeneración, una vez que el material es regenerado y libre de humedad es necesario enfriar antes de iniciar nuevamente la etapa de adsorción.

A pesar de la regeneración los lechos de material secante deben ser sustituidos debido a su pérdida de propiedades para ello es importante tener un control adecuado de los ciclos de adsorción/ calentamiento / enfriamiento, por normal general un ciclo completo necesita de 8 horas para una adecuada adsorción, 6 horas para la regeneración y 2 horas para el enfriamiento previo a un nuevo ciclo.

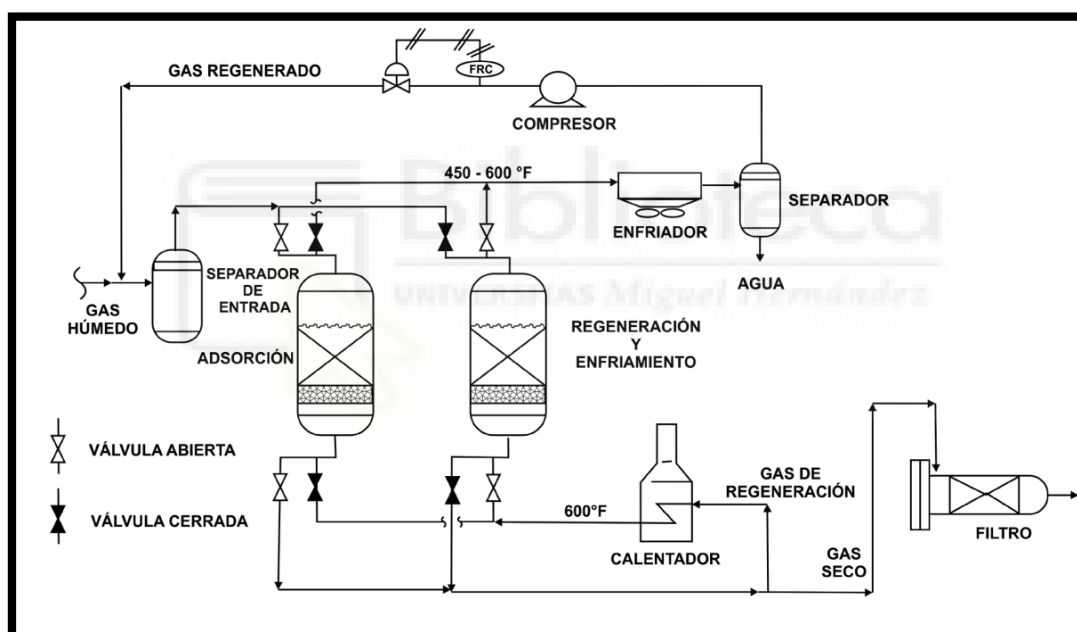


Ilustración 31. Esquema del proceso de deshidratación con desecantes sólidos (GPSA Engineering Data Book).

2.2.3. ELIMINACIÓN DEL SULFURO DE HIDRÓGENO.

Se utiliza varios métodos de desulfuración, con los cuales las concentraciones de sulfuro de hidrógeno se puede disminuir, ya sea por precipitación en el líquido

2. Producción de biometano.

del digestor (minoración in situ) o por tratamiento del gas en un proceso independiente, en este caso podemos diferenciar entre desulfuración biológica, y los tratamientos físico-químicos como son la absorción y la adsorción.

Precipitación o minoración in situ.

En la producción de biogás en reactores biológicos se puede realizar una adición de iones Fe^{2+} o iones Fe^{3+} en forma de $FeCl_2$, $FeCl_3$ o $FeSO_4$ al digestor, haciendo que se forme y se precipite el azufre en forma de sulfuro de hierro (FeS) en forma de pequeñas partículas casi insolubles, que se elimina junto con el digestato y evitando la liberación de azufre o sulfuro de hidrógeno. El método se usa principalmente en digestores con alta concentración de azufre como primera medida para disminuir la cantidad de sulfuro de hidrógeno presente en el biogás, pero es poco eficaz para lograr un nivel bajo y estable de sulfuro de hidrógeno, necesario para alcanzar la calidad de combustible en vehículos o biometano para su inyección la red.

Procesos biológicos.

El sulfuro de hidrógeno puede ser oxidado por microorganismos, la degradación requiere oxígeno y, por lo tanto, una pequeña cantidad de aire u oxígeno se agrega mediante una bomba para que tenga lugar la desulfuración biológica (2-6% e oxígeno). La desulfuración puede ocurrir dentro el digestor o corrientes abajo.

En el interior del digestor el oxígeno debe ser añadido en pequeñas cantidades para evitar la formación de mezclas explosivas y mantener las condiciones de anaerobiosis. Además, el proceso puede dar lugar a la formación de ácido sulfúrico dando lugar a problemas de corrosión en la interfaz gas-liquido en el interior del digestor, que deberá contar con una protección contra la oxidación.

Para evitar las desventajas mencionadas anteriormente, la desulfuración biológica también puede realizarse fuera del digestor utilizando el proceso de filtrado por goteo, donde el biogás pasa por dicho filtro al salir del digestor. Los microorganismos crecen en un material empacado dentro del filtro y donde una

2. Producción de biometano.

contracorriente de agua en forma de goteo suministra los nutrientes necesarios para los microorganismos y se retira el azufre cuando el pH cae por debajo de un cierto nivel.

Los métodos de desulfuración biológica permiten eliminar gran parte del sulfuro de hidrógeno, reduciendo su concentración a valores inferiores a 50 ppm, calidad suficiente para la combustión del gas en un MCIA, sin embargo, no son adecuados cuando el biogás se usa como combustible vehicular o para inyección en la red debido a las trazas restantes de oxígeno.

Adsorción con carbono activado.

La adsorción en carbono activado, que se utiliza como una técnica de desulfuración basada en la oxidación catalítica del sulfuro de hidrógeno en la superficie del carbono activado. La tasa de reacción puede mejorarse y se puede incrementar la capacidad de carga impregnando el carbón en yoduro de potasio (KI), carbonato de potasio (K_2CO_3) como catalizadores. La desulfuración adecuada requiere la presencia de vapor de agua y oxígeno de manera que se añada al biogás 4 – 6 % de aire antes de que el H_2S entre en el lecho de carbón, y donde el azufre formado se adsorbe por el carbón. Se obtiene una mejor eficiencia con presiones de 700 – 800 kPa y temperaturas de 50 – 70 °C, por lo tanto, el carbono impregnado activado no es conveniente para usarlo con gases sin aire. Sin embargo, el carbono activado impregnado de permanganato de potasio ($KMnO_4$) que ha aparecido recientemente en el mercado puede utilizarse también para biogases libre de oxígeno.

Existe la posibilidad de operar en continuo mediante un sistema de regeneración formado por dos depósitos que se alternan en las fases de adsorción y regeneración mediante nitrógeno caliente o vapor, sin embargo, en la actualidad la mayoría de las instalaciones que usan carbón activado para la eliminación de H_2S optan por la sustitución en lugar de regenerar.

2. Producción de biometano.

Adsorción con óxido de hierro.

Dentro métodos de purificación por adsorción, también llamados de lecho seco, donde el H₂S se adsorbe por adherencia sobre la superficie de un material, existe la posibilidad de utilizar otros materiales aparte del carbón activado como la lana de acero ya que el H₂S reacciona fácilmente con hierro, formando sulfuro de hierro (FeS).

En este proceso, la lana o esponja de acero forma un lecho sobre el cual el H₂S reacciona al poner el contacto una corriente de biogás bruto con su superficie, no obstante, como la lana de acero tiene una relación de superficie/volumen no muy grande su capacidad para reaccionar y formar sulfuro de hierro es limitada, debido a ello en los últimos años se ha impuesto como material para utilizar en el lecho de los sistemas de adsorción virutas de madera impregnadas de óxido de hierro.

Absorción.

Dentro de estas técnicas para la eliminación de H₂S, el método más común es el lavado con agua (water scrubbing), al igual que sucedía en los procesos para el enriquecimiento del biogás mediante para la absorción del CO₂, la corriente de biogás contaminado con H₂S se hace pasar por un disolvente en estado líquido, en este caso agua, donde el H₂S se disuelve sin que se produzca una reacción química.

Se trata de un método robusto que generalmente se usa en corrientes de biogás con una elevada concentración de H₂S, que muy difícilmente se podría eliminar con otra técnica, que además permite integrar una etapa de regeneración, reduciendo el consumo de agua. La adición en el agua de productos químicos puede mejorar el proceso de absorción, reduciendo el consumo de agua y energía debido a un menor bombeo.

2. Producción de biometano.

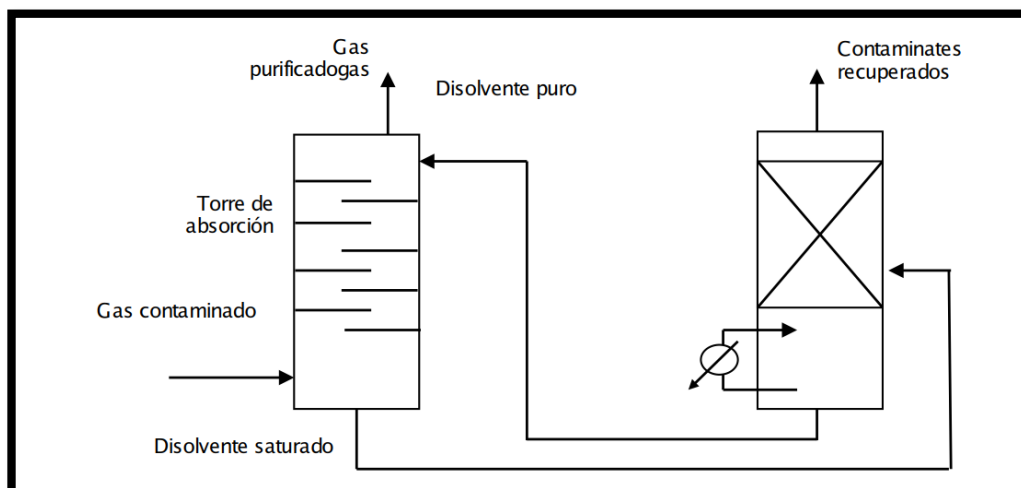


Ilustración 32. Esquema de una proceso de absorción con agua para la eliminación de H₂S (Purificación y uso del biogás UAB).

2.2.4. ELIMINACIÓN DEL AMONÍACO.

El amoníaco se forma a valores de pH altos a partir del amonio o favorecido por las condiciones de temperatura de la planta, por lo tanto, la formación de amoníaco que puedan provocar una contaminación del biogás con este compuesto gaseoso se puede reducir mediante una adecuada la operación de la planta. Generalmente la eliminación del amoníaco se debe combinar con otros procedimientos de purificación del biogás, generalmente de forma indirecta se elimina cuando el gas se seca o cuando se enriquece, por tanto, una limpieza específica no suele ser necesaria.

2.2.5. ELIMINACIÓN DE LOS SILOXANOS.

En la actualidad no hay un método específico para la eliminación de los siloxanos en el biogás y en muchas ocasiones estas sustancias son eliminadas parcialmente en el transcurso de otros procesos de purificación, como puede ser durante la desulfuración, el secado o enriquecimiento del biogás al eliminar el CO₂. La dificultad para eliminar los siloxanos se debe a que por sí solos son altamente volátiles, pero cuando son absorbidos químicamente nos permite bajar su volatilidad y mejorar su eliminación.

2. Producción de biometano.

En la mayoría de procesos de purificación y limpieza del biogás de siloxanos se emplea el principio de adsorción, adsorbentes como gel de sílice, o carbón activado, estos pueden ser regenerados mediante un recalentamiento a 250 °C o mediante disminución de la presión, obteniendo mejores resultados en la capacidad de eliminación y en la regeneración con el gel de sílice respecto al carbón activado, siendo además más interesante económicamente. No obstante, el empleo del carbón activado sigue siendo el más extendido comercialmente.

La capacidad de adsorción tanto del carbón activado como del gel de sílice se ven afectados por la humedad, reduciendo la eliminación de siloxanos, a mayor contenido de humedad habrá una menor eficiencia, por ello es importante que como paso previo a la eliminación de siloxanos se realice una correcta deshumificación del biogás.



3. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL CETRA.



3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

3.1. TRATAMIENTO Y REVALORIZACIÓN DE RESIDUOS.

En la sociedad actual el incremento en la generación de residuos y un inadecuado tratamiento de estos son amenazas potenciales que afectan directamente al paisaje, al suelo, consumo de energía y de materias primas, con el consecuente incremento de generación de emisiones de GEI. El flujo conformado por la recogida, transporte, tratamiento, valorización y eliminación de los residuos influyen en el cambio climático. Por tanto, los residuos en la actualidad son un importante problema ambiental, directamente relacionado con la capacidad de consumo de la sociedad, existiendo una relación directa entre los niveles de renta y calidad de vida con la cantidad de residuos generados.

Este problema se ha enfatizado en los últimos 50 años con el cambio de hábitos de consumo, haciendo que la gestión de estos sea un reto para la sociedad moderna y particularmente para las más avanzadas e industrializadas. El cambio sufrido con la cultura de “usar y tirar” conlleva que se produjese un cambio, tanto en la cantidad como en la composición de los residuos, haciéndolos cada vez más complejos y abundantes. La introducción de un mayor número de envases y embalajes, han convertido a los residuos cada vez en más peligrosos para el ecosistema y la salud.

Anteriormente la mayor parte de los residuos eran de carácter biodegradables y la población en su mayoría se asentaba en entornos rurales. Esta situación hacía que los residuos domésticos se incorporaban de forma espontánea al ciclo natural, al servir de alimento a animales y de abono natural para la regeneración del suelo, donde la reutilización de envases, productos y materiales conformaban la regla general. Con el desarrollo de las ciudades y el abandono paulatino de las zonas rurales, la gestión de los residuos ha cambiado constituyendo una actividad estratégica en la sociedad, mientras que en la fase anterior eran las familias las encargadas de hacer una gestión eficaz y eficiente, esta función actualmente ha pasado a ser competencia de la administración, adquiriendo

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

especial relevancia la autonómica y local , que gestionan de manera directa la recogida y tratamiento de los residuos domiciliarios.

La instalación objeto del presente TFG se localiza en el término municipal de Alicante, concretamente en la finca de Lo Boligni, en la partida rural de La Alcoraya, conocida como Centro de Tratamiento de Residuos de Alicante, en adelante CETRA. Se engloba en plan zonal 9, área de gestión A4 del plan integral de residuos de la Comunidad Valenciana (PIRCV), el cual es la herramienta de planificación en materia de gestión de residuos en esta comunidad y desglosa el territorio de la Comunidad Valenciana en 11 planes zonales, diseñados tomando como criterios los principios de prevención y reducción en la producción de residuos, de proximidad de las instalaciones de tratamiento y en la autosuficiencia zonal en la producción, valorización y eliminación de residuos.

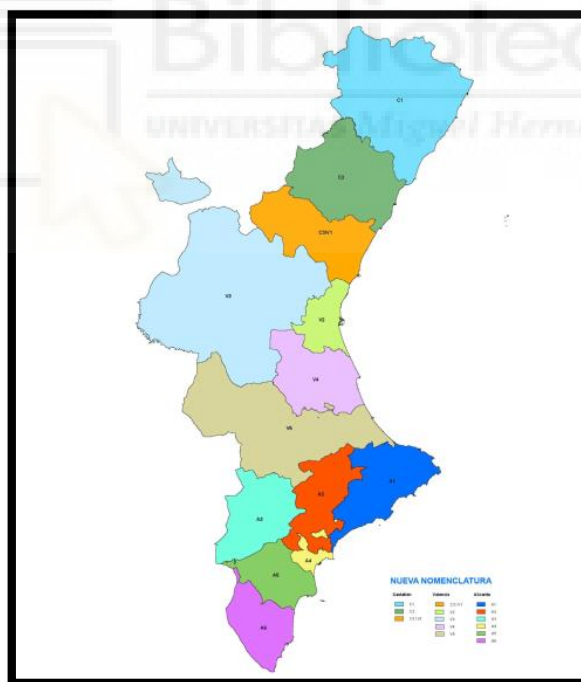


Ilustración 33. Planes zonales de la Comunidad Valenciana.

En la última actualización del PIRCV del año 2019, consciente de la problemática existente y tomando como base los principios establecidos en la Directiva 2008/98, del Parlamento Europeo y del Consejo en materia de residuos,

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

recientemente actualizada y modificada por la Directiva 2018/851, aborda la prevención y tratamiento de residuos, estableciendo una jerarquía en el orden de prioridades que pretende cumplir con los objetivos de reducir la producción de residuos, potenciar la recogida selectiva, valorizar la mayor fracción posible de residuos y eliminar controladamente el resto. Este orden de prioridades es:

La prevención o la reducción de la producción de los residuos.

Mediante medidas que pretenden evitar que una sustancia, material o producto se convierta en residuo. Estas medidas son tales como alargar la vida de los productos, reducir los empaquetados individuales o preparación de los productos para su reutilización o valorización, contribuyendo lo menos posible a la formación de residuos.

Preparación para la reutilización.

Mediante operaciones que permiten la comprobación, limpieza o reparación de productos o componentes que se hayan convertido en residuos, para que puedan reutilizarse sin ninguna otra transformación previa.

Reciclado

Mediante operaciones de valorización que permiten transformar los residuos en nuevos productos o materiales, evitando un nuevo consumo de materias primas y energía.

Otro tipo de valorización.

Por ejemplo la valorización energética de rechazos complementaria a la valorización del material.

Eliminación.

Sería el último peldaño en la escalera de gestión de residuos con el objetivo de reducir al máximo la cantidad de residuos depositados en vertedero y con la vista puesta en el vertido cero.

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

El tratamiento de los residuos, como el tratamiento biológico en la digestión anaerobia y posterior compostaje de los residuos biodegradables están alineados con los objetivos de valorización de residuos y una gestión adecuada, permitiendo obtener biocombustibles y reducir emisiones por partida doble: al sustituir combustibles de origen fósil y evitar focos incontrolados de emisiones de metano (CH₄).

3.2. ACTIVIDADES DESARROLLADAS.

En el término municipal de Alicante, englobado en el plan zonal 9, área de gestión A4, está implantado el sistema de recogida selectiva, donde según el color del contenedor los ciudadanos depositan los diferentes tipos de residuos:

- Contenedor azul: para papel y cartón.
- Contenedor amarillo: para envases ligeros.
- Contenedor marrón: para materia orgánica.
- Contenedor gris: fracción resto o todo uno.
- Contenedor verde: vidrio.

Cumpliendo con las Directivas Europeas y el plan integral de residuos de la Comunidad Valenciana, en el CETRA se desarrollan las siguientes actividades.

Planta principal de triaje, selección y subproductos.

El destino de la recogida del contenedor gris (fracción resto o todo uno) instalados a lo largo del término municipal de Alicante es la planta de triaje, selección y subproductos. En esta planta mediante el empleo equipos mecánicos se hace una separación de los residuos depositados en este contenedor, donde en las diferentes líneas se obtiene una separación de los materiales que servirán para producir nuevos productos, producir compost y obtener energía. Los principales materiales separados son:

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

- Materiales férricos.
- Aluminio.
- Separación de envases en función de su material (PEAD, PET, PP).
- Cartón.
- Fracción orgánica.
- Rechazos no valorizables.

Los camiones de recogida de residuos realizan la descarga de los residuos mezclados en el contenedor gris en la nave cerrada donde se almacenan, posteriormente mediante una maquina cargadora dosifica la entrada de los residuos a la planta por un alimentador y una cinta trasportadora hasta el tromel de clasificación donde se hace una primera clasificación entre materia orgánica, envases ligeros (latas, bricks, botellas de plástico...) y rechazos no valorizables.

Los envases ligeros pasan a una segunda línea donde se clasifican según su material mediante equipos específicos:

- Separador balístico: permite agrupar los envases según su forma y tamaño.
- Separador electromagnético: permite separar los materiales férricos.
- Separador de Foucault: permite separar los envases de aluminio.
- Separador óptico: permite separar los envases plásticos según su material (PET, PEAD, PP) y envases de brick.

Cada uno de los subproductos triados son embalados para su posterior comercialización, cumpliendo con los objetivos marcados de recuperación de envases y evitar su depósito en vertedero.

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

El material orgánico obtenido en el tromel de clasificación sigue una línea separada de la línea de rechazos y envases, pasando posteriormente a la biometanización y línea de compostaje.



Ilustración 34. Vista de la planta de triaje, selección y subproductos.



Ilustración 35. Balas de envases de PET prensados.

Planta de biometanización y digestor.

Procedente de la planta de triaje y separación, la planta de biometanización recibe la materia orgánica seleccionada más limpia y uniforme para ser mezclada junto con el material orgánico procedente del contenedor marrón y el material

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

procedente de grandes productores de bioresiduos como son supermercados, hoteles, restaurantes y cafeterías. Puntualmente también tienen entrada al digestor aceites vegetales usados, celulosa y otros residuos para obtener una proporción carbono/nitrógeno adecuadas, las pautas de alimentación son marcadas por un laboratorio externo en función de unas analíticas realizadas varias veces por semana.



Ilustración 36. Vista del digestor instalado en el C.E.T.R.A.

El digestor es el corazón de la instalación de biometanización y consiste en un depósito cilíndrico con un fondo cónico, tiene un volumen útil de 2650 m³. El material fresco es mezclado con el material digerido y es transportado por la unidad de alimentación y mezcla nuevamente hacia el interior del digestor por su parte superior. En el interior del digestor el material se hunde hacia el fondo cónico por acción de las fuerzas gravitacionales en un flujo tipo pistón, a su vez el material ya digerido abandona el digestor por la parte cónica mediante la acción de unos tornillos sinfín, una vez que se alcanza el volumen máximo en el interior del digestor parte del mismo es extraído fuera del proceso de biometanización con destino hacia la producción de compost.

La capacidad de digestión de las instalaciones es de 30.000 toneladas al año, utilizando la tecnología DRANCO desarrollada por la empresa belga OWS, produce biogás mediante la descomposición de la materia orgánica en

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

condiciones anaerobias y opera en régimen termofílico, con un óptimo de temperatura de 55 °C.

Para alcanzar la temperatura óptima de funcionamiento el material es calentado mediante un sistema de inyección de vapor a baja presión, formado por una caldera que produce el vapor necesario y unos inyectores que introducen el vapor en la unidad de recirculación y mezcla, mediante el sistema de control de la planta (SCADA) se regula la cantidad de vapor inyectada para alcanzar la temperatura deseada. Para evitar las pérdidas de calor, tanto el digester como las tuberías y equipos por los que se realiza el transporte del material digerido está aislado térmicamente mediante un aislante de lana de roca (rockwool).

Con el objetivo de controlar la formación de ácido sulfhídrico (H₂S) en estado gaseoso durante el proceso de digestión anaerobia que podría ser inhibitorio en la formación de metano (CH₄) y desaconsejable para un uso posterior del biogás, la instalación cuenta con una unidad de dosificación química que permite añadir cloruro ferroso (FeCl₂) en la unidad de mezcla, permitiendo que el azufre precipite en forma de sal y sea eliminado en la corriente de material digerido.

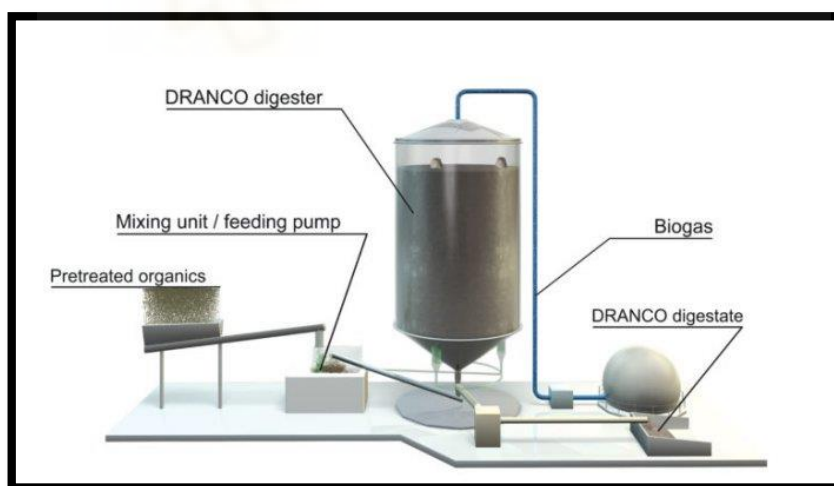


Ilustración 37. Representación del funcionamiento de la planta de biometanización (OWS nv).

El biogás producido en el seno del digester asciende hasta la parte superior del digester y pasa al gasómetro, que permite ajustar la producción y el consumo de biogás, siendo de forma esférica y de doble membrana. Para mantener la forma

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

exterior entre ambas membranas se introduce aire mediante dos soplantes, siendo la membrana interior la que contiene el biogás a una presión media de 20 mbar. Desde el gasómetro el biogás es dirigido mediante una tubería hasta la estación de medición y regulación (ERM) ubicada en las instalaciones del CETRA. En esta estación de regulación el aporte del biogás procedente del digestor es mezclado con la corriente procedente de la desgasificación del vertedero de residuos no peligrosos (RNP), ubicado en el CETRA, dando como resultado un biogás que es conducido hasta los motores de generación por una tubería principal para su valorización energética.

La composición media y características del gas obtenido en el digestor son las siguientes:

	Unidades	Valor
Caudal biogás	(Nm ³ /h)	500
Temperatura	(°C)	25
Presión	(mbar)	20

	Unidades	Valor
CH₄	(%mol)	55
CO₂	(%mol)	44.5
O₂	(%mol)	0.1
N₂	(%mol)	0.4
H₂O	-	100
H₂S	(ppmv)	150
VOC	(mg/m ³)	150
NH₃	(ppmv)	10

Tabla 16. Características del biogás producido.

El digesto extraído periódicamente se incorporará al residuo que vaya a convertirse en abono en la nave cerrada de fermentación.

Línea de abono grueso y nave cerrada de fermentación.

El producto seleccionado para hacer compost llega a la nave cerrada de fermentación desde la nave de triaje transportado mediante cintas mecánicas, para este proceso es usado el material orgánico no utilizado para el proceso de

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

biometanización, que es mezclado mediante equipos con el digesto extraído del digestor, restos de poda y algas procedentes de las playa del municipio.

El proceso de compostaje controlado permite disminuir la humedad, además se reduce tanto el peso como el volumen de los residuos tratados en esta fase produciendo compost, un fertilizante estabilizado, que se almacena y utiliza en suelos agrícolas aportando nutrientes esenciales para el crecimiento de las plantas y mejorando las propiedades del suelo, pero además de forma indirecta permite reciclar un porcentaje importante de los residuos orgánicos domésticos, logrando un gran beneficio medio ambiental.

En el proceso de fermentación se pueden distinguir tres etapas.

Etapa mesofílica:

El desarrollo de la actividad microbiana produce un aumento rápido de la temperatura, pudiendo alcanzar 40 °C rápidamente, la duración de esta etapa inicial es aproximadamente entre una y dos semanas.

Etapa termofílica:

Comienza con la proliferación de microorganismos termofílicos que al tener las condiciones ambientales adecuadas se reproducen y favorecen la aparición de nuevas comunidades microbianas. A partir del incremento de la actividad biológica, aumenta la temperatura del material hasta alcanzar 70°C aproximadamente, provocando la higienización del compost evitando el crecimiento de patógenos durante el proceso y destruir los existentes, pero una excesiva temperatura podría limitar la actividad microbiana. Para evitar un exceso de temperatura la nave presenta un sistema de aireación aportando además el oxígeno necesario para el proceso que presenta una gran demanda. A parte de la temperatura y oxígeno también es importante llevar un control de pH y nutrientes para una optimización del proceso.

El oxígeno es aportado mediante la recirculación de aire desde la nave cerrada hasta el sistema de limpieza y purificación, evitando la emisión de malos olores.

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

Esta etapa dura aproximadamente durante 4 semanas, donde los microorganismos mesofílicos desaparecen por el incremento de la temperatura.

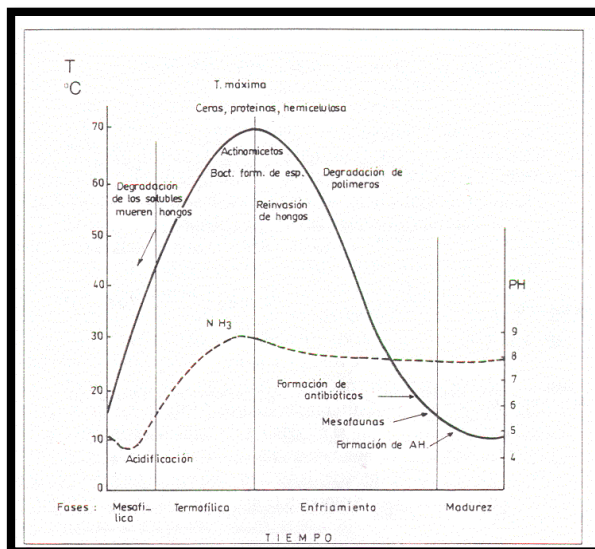


Ilustración 38. Variación de temperatura y pH durante las etapas de compostaje.

Etapas de enfriamiento:

La disminución de los nutrientes por acción de la población termofílica produce un descenso de la actividad y por consiguiente de la temperatura, al llegar a 40°C la población mesofílica reaparece y los termofílicos mueren, dando por concluido el proceso de fermentación. Entonces el material es extraído de la nave cerrada para proceder a su refinado y eliminar los impropios e inertes que pudiera contener.



Ilustración 39. Imagen de una nave cerrada de compost primario.

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

Línea del abono refinado y maduración.

En la segunda fase de producción de compost, también llamada fase de maduración, el compost primario obtenido de la nave cerrada es cribado mediante equipos mecánicos (cribas, mesa densimétrica, imanes, etc.) conformando el compost refinado, los impropios obtenidos de esta fase y que no son valorizables por ninguna vía son transferidos a una planta de rechazos para en su última fase ser depositados en vertedero RNP.

En la fase de maduración se reducen las variaciones de temperatura de la fase anterior como causa de una disminución de los nutrientes disponibles, con el correspondiente descenso de la actividad microbiana. La maduración puede considerarse como el complemento final del proceso de fermentación, disminuyendo la actividad metabólica con la cual cesa la demanda de oxígeno y permitiendo alcanzar el equilibrio biológico deseado del material.

Para el desarrollo de la fase de maduración el compost refinado es trasladado hasta la nave abierta de maduración donde permanecerá hasta alcanzar las condiciones necesarias para ser usado, el cual pasará por una serie de análisis periódicos hasta su aprobación final y posterior comercialización a diferentes cooperativas de la zona.



Ilustración 40. Imagen de compost refinado en fase de maduración.

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

Instalaciones de filtrado del aire.

Para evitar la generación de malos olores en las diferentes instalaciones del CETRA, principalmente de la nave de triaje y de la nave cerrada de fermentación, el aire es extraído de estas localizaciones mediante unos ciclones y una serie de conducciones transportan el aire hasta la planta de tratamiento y depuración.

La planta es una combinación de métodos químicos por medio de una torre de lavado químico (scrubber) y métodos biológicos por medio de un biofiltro.



Ilustración 41. Imagen de sistema de filtración y purificación de aire.

Scrubber.

El aire procedente de la nave de fermentación se introduce por la parte inferior del scrubber, como la mayor parte de contaminantes se pueden oxidar se utiliza un medio ácido mediante el empleo de una mezcla de agua y ácido clorhídrico.

La corriente de aire abandona la torre por la parte superior, libre de gran parte de las sustancias contaminantes, y pasa al biofiltro.

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

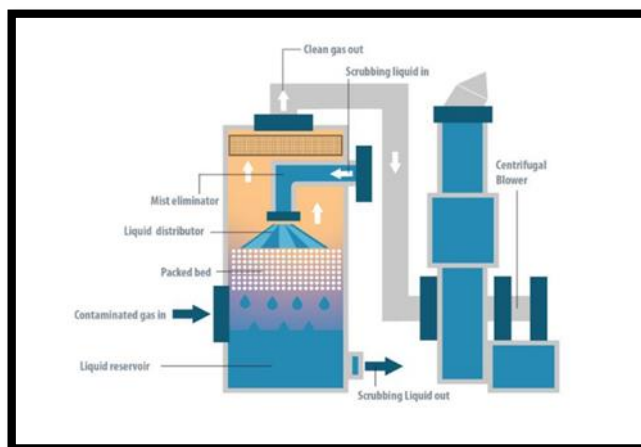


Ilustración 42. Esquema de un lavador de gases (Condorchem Envitech, s.f).

Biofiltro.

El biofiltro o filtro biológico cerrado, está conformado por corteza de pino, que debido a su gran porosidad permiten la absorción de olores y pequeñas concentraciones de contaminantes que pudieran existir, además los microorganismos que proliferan de manera natural sobre este material orgánico utilizan como fuente de nutrientes y energía estos compuestos por descomposición aeróbica.



Ilustración 43. Corteza de pino utilizada en el sistema de biofiltración.

Compost vegetal primario.

Los residuos vegetales procedentes de los parques y jardines del municipio de Alicante son transportados por la empresa encargada del mantenimiento de las

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

zonas verdes hasta las instalaciones del CETRA. Estos residuos son triturados mediante medios mecánicos y acopiados en pilas para un proceso de fermentación oxidativa. Para favorecer el proceso de oxidación aeróbica las pilas son volteadas varias veces y mediante el control de la temperatura y humedad se determina cuando el proceso de fermentación ha concluido y es apto para la siguiente fase.



Ilustración 44. Restos de poda y residuos verdes triturados para la elaboración de compost vegetal.

Compost vegetal refinado.

Al igual que sucedía con el compost obtenido de los restos orgánicos depositados en los diferentes contenedores de residuos domésticos, el compost vegetal primario es necesario tratarlo para eliminar impropios, así como restos de residuos verdes que no han sido completamente degradados, los cuales son incorporados nuevamente a una pila de compost primario para su completa fermentación. Después de un proceso de cribado y tamizado se obtiene una granulometría adecuada para su posterior comercialización como abono apto para la regeneración de suelos.

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

Desgasificación del vertedero.

Actualmente el vertedero de residuos no peligrosos (RNP) localizado dentro de las instalaciones del CETRA consta de cuatro celdas que son desgasificadas. Como se vio en apartados anteriores los vertederos debido a su configuración se generan condiciones anaerobias que favorecen la generación de biogás, que debido a su composición y contenido en metano (CH₄) es necesario tratar debido a su elevado efecto invernadero.

El biogás es extraído mediante una serie de pozos conectados a una tubería que recoge el gas procedente de cada celda y es conducido hasta la ERM, donde la desgasificación de cada una de las celdas junto con el aporte de biogás procedente del digestor es ajustada en diferentes proporciones para obtener un único flujo de biogás adecuado para su valorización energética en los motores de generación. Una tubería principal permite el transporte del biogás ajustado desde la ERM hasta la planta de generación.



Ilustración 45. ERM que permite regular el aporte de cada una de las líneas de biogás.

Producción de electricidad.

El biogás llega a la planta de generación eléctrica por medio de la tubería principal, una soplante genera la depresión suficiente para permitir el flujo de gas hasta la planta y a su vez genera la presión necesaria para el paso del biogás

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

por los diferentes equipos que permiten acondicionarlo antes de su uso en los motores.

El acondicionamiento del biogás instalado en la planta consta de dos operaciones.

Secado del biogás

El biogás llega a la planta en un estado de saturación de humedad, por lo que es necesario reducir la humedad relativa entorno a un 25%. El sistema usado en la planta está formado por dos intercambiadores, ambos del tipo carcasa y tubos. El primer intercambiador (biogás-biogás) permite reducir ligeramente la temperatura del biogás de entrada, al tiempo que permite elevar la temperatura del biogás de salida procedente del segundo intercambiador, reduciendo la humedad relativa hasta el valor de diseño de la instalación. El segundo intercambiador (biogás-agua) permite enfriar el biogás de salida del primer intercambiador y realizar el secado del mismo ya que en este intercambiador es donde se produce la mayor parte de la condensación.

Un sistema de refrigeración o “chiller” enfría la corriente del segundo intercambiador y la condensación formada es retirada del sistema mediante un desnebulizador.



Ilustración 46. Fotografía del sistema de tratamiento de biogás instalado.

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.

Filtrado del biogás

El sistema de filtrado de carbón activado permite reducir las partículas sólidas en suspensión que pudieran estar presente en la corriente de biogás, además de realizar una adsorción de ácido sulfhídrico y siloxanos que podrían resultar dañinos para los motores de combustión.



Ilustración 47. Imagen del sistema de filtrado con carbón activado.

Producción de electricidad.

La planta de generación eléctrica está conformada por tres motores, todos ellos de la marca Genbacher, concretamente dos motores son de la serie 320, capaces de generar una potencia de 1065 kW cada uno de ellos y un tercer motor de cuarta generación modelo 420 con una potencia eléctrica máxima de 1495 kW.

Cada motor está conectado a un generador que permite generar una tensión de 380 V y mediante unos transformadores se eleva el voltaje generado por cada uno de los motores hasta 20.000 V para su posterior volcado en la línea de media tensión de la compañía eléctrica Iberdrola.

3. Descripción de las instalaciones del CETRA.



Ilustración 48. Motores de generación eléctrica usando biogás.



4. SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA Y PROVEEDOR



4. Selección de la tecnología y proveedor.

4.1. SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA.

En el apartado 2 vimos las diferentes técnicas disponibles para la producción de biometano a partir de biogás, tanto para aumentar el contenido de metano hasta valores iguales al gas natural, como para la eliminación de impurezas para cumplir con las exigencias marcadas por las normas UNE-EN 16723-1 , UNE-EN 16723 -2, así como la modificación de los PD-01 y PD-02 en el RD-2018-14557, que marcan las condiciones de medición, calidad y odorización del gas inyectado procedente de fuentes no convencionales de la Dirección General de Política Energética y Minas.

En este apartado por tanto se intentará seleccionar de todas ellas, la más adecuada para el tratamiento del biogás procedente del biodigestor ubicado en el CETRA, que como vimos permitía obtener un biogás con las siguientes características:

	Unidades	Valor
Caudal biogás	(Nm ³ /h)	500
Temperatura	(°C)	25
Presión	(mbar)	20

	Unidades	Valor
CH₄	(%mol)	55
CO₂	(%mol)	44.5
O₂	(%mol)	0.1
N₂	(%mol)	0.4
H₂O	-	100
H₂S	(ppmv)	150
VOC	(mg/m ³)	150
NH₃	(ppmv)	10

Tabla 17. Características del biogás producido.

En nuestro caso será necesario determinar primero la técnica más adecuada para obtener un enriquecimiento de biogás, ya que la eliminación de impurezas y acondicionamiento necesario vendrá determinado por las características que debe cumplir el gas en la corriente de entrada a la unidad de upgrading para su correcto funcionamiento.

4. Selección de la tecnología y proveedor.

En la tabla 16 se representa las características más significativas de diferentes técnicas usadas en el enriquecimiento del biogás y que forman parte del proceso de selección en el presente estudio.

	Absorción con agua	Absorción con aminas	P.S.A	Tecnología de membranas	Separación criogénica
Madurez de desarrollo	MADURA	MADURA	MADURA	MADURA/DESARROLLO	COMERCIAL
Fluido utilizado	AGUA	AMINAS	C.ACTIVADO/ZEOLITAS	S/F	S/F
Presión de trabajo	9/10	1/3	7/10	10/20	60/90
Temperatura de trabajo	15	38/65	25	15/35	-40/-90
Recuperación de metano	95/97	>99	95/98	>99	>98
Perdidas de metano (off-gas)	2	<0,8	5/15	<0,8	<2
Eliminación de impurezas	SI	SI	NO	NO	SI
Recuperación de CO ₂	DIFÍCIL	FÁCIL	DIFÍCIL	MUY FÁCIL	MUY FÁCIL
CAPEX (€/ Nm ³ metano)	ALTO	ALTO	BAJO	ALTO	MUY ALTO
Consumo eléctrico	MEDIO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MUY ALTO
OPEX	MUY BAJO	BAJO	ALTO	MEDIO	MUY ALTO

Tabla 18. Características de las diferentes técnicas (Elaboración propia varias fuentes).

Las tecnologías representadas en la tabla anterior son las más habituales, obteniendo de forma general buenos resultados, algunas de ellas usadas durante muchos años en multitud de plantas y con una madurez consolidada. Sin embargo, hay que reseñar que en los últimos años el desarrollo de nuevos materiales para la fabricación de membranas está haciendo que el número de plantas que utilizan esta tecnología se incrementen, sobre todo para plantas con unos caudales medios (500-1000 Nm³/h) y unas corrientes de entrada de biogás con un nivel moderado de impurezas, siendo estas características compatibles con nuestro caso.

Haciendo una comparación podemos apreciar que las técnicas de lavado con agua y adsorción por variación de presión (PSA) presentan una variabilidad más elevada en la concentración de metano obtenido en la corriente de salida debido a las diferencias en el grado de eficiencia que presentan. Esta circunstancia supone un inconveniente ya que el destino final del biometano obtenido no es otro que la inyección en la red de gas natural, por tanto, en este caso lo más adecuado es obtener un efluente lo más constante posible. Por su parte una de

4. Selección de la tecnología y proveedor.

las grandes desventajas que presenta la técnica PSA es la posibilidad de encontrar una presencia importante de metano en la corriente off-gas en caso de fallo del sistema, haciendo necesario por cuestiones medioambientales el tratamiento de esta corriente. En ambos casos también es relevante mencionar que la posibilidad de una recuperación del CO₂ presente en el biogás es difícil, por tanto no permiten un aprovechamiento de este y un retorno económico que permitan costear la inversión con la comercialización y venta del CO₂.

	Absorción con agua	Absorción con aminas	P.S.A	Tecnología de membranas	Separación criogénica
Consumo eléctrico (kWh/Nm ³ biogás)	0,2/0,3	0,10/0,15	0,2/0,3	0,25/0,3	0,4/0,6
Consumo térmico (kWh/Nm ³ biogás)	-	0,5/0,6	-	-	-

Tabla 19. Estimación de consumo eléctrico. Elaboración propia (varias fuentes).

Por lo general, la técnica de absorción con agua ha sido empleada para tratar caudales elevados de biogás con una elevada carga de impurezas, siendo una tecnología en la que no es necesario un pre-tratamiento, ya que gran parte de las impurezas presentes quedan disueltas en el agua, siendo por tanto muy adecuado para el tratamiento de biogás procedente de vertedero.

	Absorción con agua	Absorción con aminas	P.S.A	Tecnología de membranas	Separación criogénica
OPEX (€/Nm ³ biogás)	0,05-0,10	0,10-0,15*	0,60-0,75	0,25-0,35	0,70-0,80

Tabla 20. Estimación de costes operativos. Elaboración propia (varias fuentes).

Por otro lado, los resultados que se pueden obtener mediante la separación criogénica son altamente prometedores, con la obtención de una corriente de metano de alta pureza, la posibilidad de obtener biometano licuado mediante un bajo incremento energético extra y la posibilidad de obtener una corriente separada de CO₂ de alta pureza y aprovechable. Sin embargo, las desventajas en esta técnica juegan un papel decisivo en nuestra matriz, debido a los altos costes de inversión necesarios, complejidad de la técnica con un gran número de equipos involucrados, elevado coste energético y una madurez en la implantación de plantas de esta tecnología no tan desarrollada como sus competidores.

4. Selección de la tecnología y proveedor.

	Absorción con agua	Absorción con aminas	P.S.A	Tecnología de membranas	Separación criogénica
CAPEX (€/Nm ³ biogás) ^{*500Nm³/h}	2.900-3.200	2.700-3.000	3.300-3.600	2.900-3.300	5.200-5.800
CAPEX (€/Nm ³ biogás) ^{*750Nm³/h}	2.600-2.800	2.300-2.500	2.600-2.900	2.600-2.800	4.000-4.400

Tabla 21. Estimación de costes de inversión en unidad de upgrading (varias fuentes).

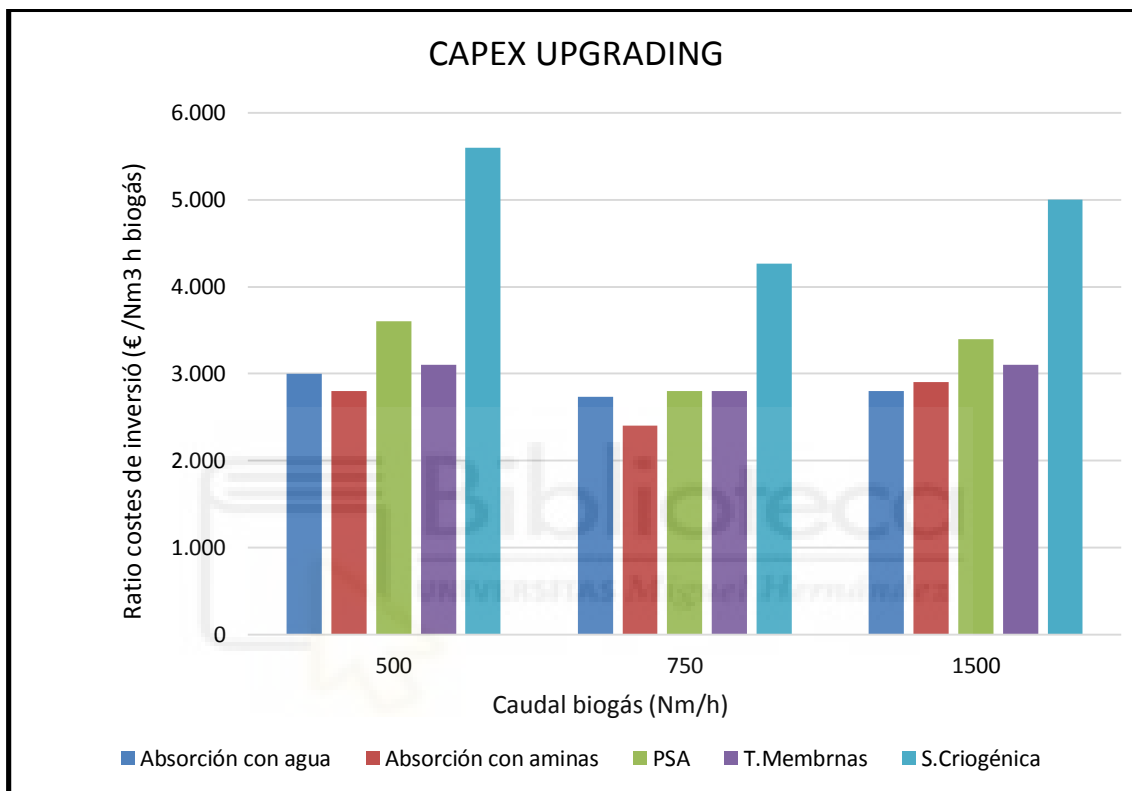


Gráfico 11. Ratio de costes de inversión según caudal a tratar (Labaqua).

Descartadas las anteriores técnicas de upgrading, la decisión se centra entre la separación con aminas y la tecnología de membranas, obteniendo en ambas riquezas muy altas de metano con muy pocas fluctuaciones siendo ambas adecuadas para la inyección en el sistema gasista. Tradicionalmente la limpieza con aminas es una técnica empleada para el tratamiento de caudales medios-altos que requiere el uso de agentes químicos. En lo relativo a los costes de explotación, la depuración con aminas presenta un consumo eléctrico bajo, pero la necesidad de aporte de calor en la etapa de regeneración hace que el consumo energético pueda ser superior a la tecnología de producción de biometano mediante la separación con membranas. La necesidad del uso de agentes químicos en la separación con aminas y la necesidad de reposición de

4. Selección de la tecnología y proveedor.

los mismos, aunque sea en bajas tasas representan un inconveniente, junto con una mayor dificultad en la recuperación de CO₂ para su posible aprovechamiento, hacen que en nuestro caso, la opción de separación con membranas sea la mejor opción al tratarse de un sistema sencillo, con una elevada pureza de biometano y posibilidad de recuperar fácilmente el CO₂ contenido en el biogás, aun siendo patente que en este estudio no se define el uso del mismo, esta tecnología ofrece la posibilidad de una obtención fácil para en un futuro, hacer uso o comercialización del mismo.

	Absorción con agua	Absorción con aminas	P.S.A	Tecnología de membranas	Separación criogénica
Madurez de desarrollo	+2	+2	+2	+1	0
Fluido utilizado	+1	-2	+2	+2	+2
Presión de trabajo	0	+1	0	-1	-2
Temperatura de trabajo	+1	-1	0	0	-2
Recuperación de metano	-1	+2	0	+2	+2
Perdidas de metano (off-gas)	-1	+1	-2	+2	+2
Eliminación de impurezas	+2	+2	0	0	+2
Recuperación de CO ₂	-1	+1	-1	+2	+2
CAPEX (€/ Nm ³ metano)	+1	-1	+1	0	-1
Consumo energético	0	+1	0	0	-2
OPEX	+2	+1	-1	0	-2
TOTAL PUNTOS	+6	+7	+1	+8	+1

Tabla 22. Matriz de selección de la tecnología más adecuada para nuestro caso.

4.2. PROPUESTAS DE PROVEEDORES.

Una vez analizadas las diferentes técnicas se ha comprobado que la separación mediante membranas es la tecnología que mejor se adapta a nuestro caso, cumpliendo con las premisas de:

- Biometano con elevada concentración de metano.
- Obtención separada de corriente de CO₂.
- Costes de inversión y consumo energético moderados.
- Presiones de trabajo moderadas.

4. Selección de la tecnología y proveedor.

-Sin necesidad de agentes químicos ni aporte de calor.

Por tanto, una vez seleccionada la tecnología se contactó con varias empresas especializadas en la fabricación de unidades modulares de upgrading basadas en membranas, de entre todas ellas se hizo una preselección de dos de ellas.

Bright Biomethane.

Empresa ubicada en Países Bajos que fabrica y actualmente comercializa la unidad de upgrading bajo la denominación de PurePac®.

Bright Biomethane ofrece sistemas de membrana altamente probados para enriquecer el biogás a biometano. La primera instalación fue construida en 2012 en Holanda y fue concebida como un proyecto I+D para obtener una idea del proceso de producción de biometano, gracias a los buenos resultados obtenidos actualmente tienen completadas o en fase de ejecución más de 40 unidades de enriquecimiento de biometano.

Las unidades de PurePac® son la cuarta generación en los sistemas de enriquecimiento de biogás, adecuado para flujos de biogás de 400-600 Nm³/h. PurePac® utiliza membranas altamente selectivas en una configuración de tres etapas y el compresor del sistema tiene una potencia instalada de 132-200 kW, esta potencia puede variar dependiendo del flujo solicitado, ajustándose a las fluctuaciones en la producción del digestor.

En el anexo I se adjunta la propuesta económica realizada por Bright Biomethane basada en instalaciones realizadas anteriormente con capacidades muy similares a nuestra instalación.

Prodeval.

Para ello se contactó con la empresa LABAQUA, como distribuidor de los sistemas de enriquecimiento de biogás mediante membranas fabricados por Prodeval en España.

Prodeval es una empresa francesa dedicada al desarrollo de sistemas de tratamiento y valorización del biogás desde 1990 y desarrolla los sistemas de

4. Selección de la tecnología y proveedor.

enriquecimiento de biogás bajo la denominación de VALOPUR® para la unidad de membranas, VALOPACK® para el sistema de filtración, VALOGAZ® para el sistema de secado de biogás y VALODOR® para el sistema de odorización.

En el anexo I se adjunta la propuesta económica realizada por Labaqua basada en instalaciones realizadas anteriormente con dos rangos de operación

4.3. SELECCIÓN DEL PROVEEDOR.

Una vez analizadas las dos opciones preseleccionadas se puede comprobar que ambas plantas tienen un sistema muy similar de funcionamiento, se trata pues de sistemas modulares formados por un sistema de separación de membranas y un sistema de pretratamiento que contiene un sistema de secado, filtrado y odorización del biogás.

	MEMBRANAS	SECADO	FILTRACIÓN	AUXILIARES	ODORIZACIÓN	CONEXIONES DE EQUIPOS	TOTAL
Bright Biomethane	1.069.000 €	77.000 €	81.000 €	139.000 €	17.000 €	100.000 €	1.483.000 €
Prodeval	Incl.	Incl.	Incl.	Incl.	Incl.	Incl.	1.575.000 €

Tabla 23. Comparación presupuestos.

Mientras que la propuesta de Labaqua recoge prácticamente un todo incluido, puesto que la propuesta planteada por Labaqua se basaba en una planta con capacidad de 600Nm³h de biogás, se hizo un ajuste económico para obtener los costes de inversión para una planta con una capacidad de producción de 500Nm³/h de biogás. Por otro lado, la propuesta de Bright Biomethane hay que sumarle las interconexiones de los equipos y una serie de exclusiones que no se recogían en la propuesta y que se han estimado en un 10% de la unidad de membranas y basado en otras propuestas recopiladas y que no fueron preseleccionadas.

En el apartado de presupuestos se desarrollarán más detenidamente otros conceptos no incluidos como los gastos relativos a la obra civil, obra mecánica etc.

4. Selección de la tecnología y proveedor.

En este caso debido a que ambas propuestas eran muy similares se optó por seguir criterios económicos, además la planta de Bright Biometanhe ofrece la posibilidad de una recuperación térmica resultado de la compresión necesaria para adaptar la corriente de biogás a la presión de trabajo de la unidad de membranas (15 bar aproximadamente) , y aunque en este estudio no se recoge el uso de esta energía térmica, existen numerosas aplicaciones en las que este foco térmico podría usarse en un futuro, como por ejemplo;

- Sustitución del sistema de calentamiento del digestor, usando dicha fuente térmica como alternativa, si no total, parcial a la caldera que actualmente se utiliza para producir vapor y alimentada por gasóleo.
- Diseño de un sistema que permita realizar una evaporación forzada de los lixiviados que se producen en la parte del vertedero.
- Utilizar la fuente de calor procedente de la compresión del biogás para producir una deshidratación del digestato desechado por el digestor, como paso previo a su incorporación a la nave cerrada de compost.

4.4. DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD SELECCIONADA.

Como hemos visto, siguiendo criterios económicos se decide optar por la propuesta de Bright Biomethne, la cual además de una unidad que permite separar del CH₄ de CO₂ mediante el empleo de unas membranas selectivas es necesario incorporar una serie de elementos que permitan el óptimo funcionamiento del sistema ya que la corriente de biogás, como vimos en apartados anteriores presenta una serie de impurezas que es necesario eliminar, tales como polvo, agua, H₂S y COV'S.

4. Selección de la tecnología y proveedor.

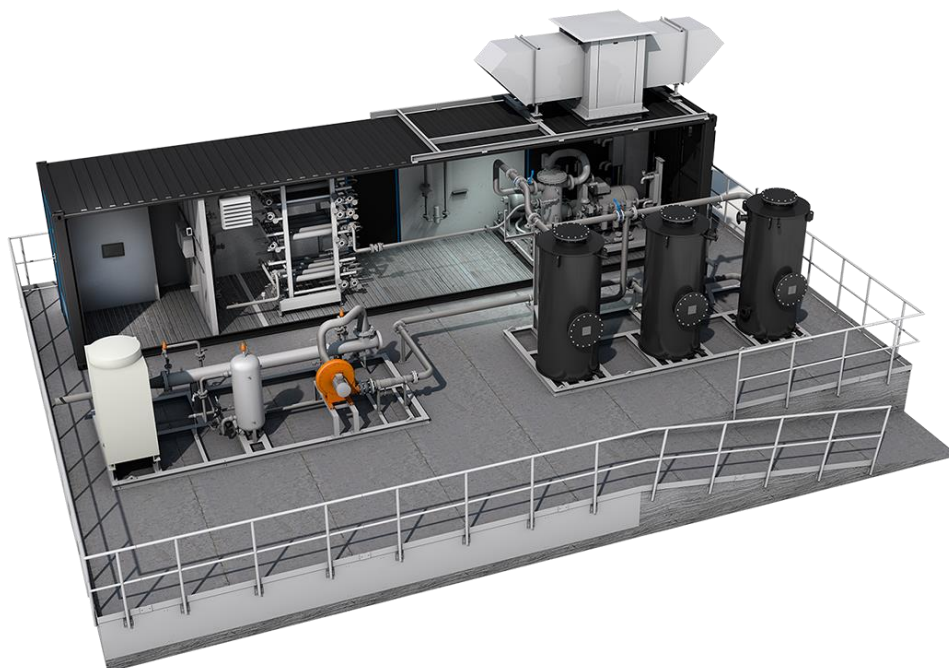


Ilustración 49. Representación de una planta Pure PAC® de Brigt Biomethane.

Enfriado y secado del biogás.

El biogás procedente del digester contiene agua y otros contaminantes indeseados. El gas es comprimido inicialmente mediante una soplante (blower) a una presión de 50 a 150 mbar, permitiendo que el gas pueda fluir desde la entrada del pre-tratamiento hasta el compresor de biogás.



Ilustración 50. Sistema de enfriamiento y secado del biogás.

La mayor parte del agua es eliminada mediante condensación por medio de un enfriador o chiller y un intercambiador, enfriando el biogás hasta 5°C aproximadamente, gran parte del vapor de agua contenido en el biogás pasa a

4. Selección de la tecnología y proveedor.

fase líquida y posteriormente esta fracción líquida es retirada de la corriente de biogás mediante un separador. Una vez seco el biogás pasa al sistema de filtración.

Filtración del biogás.

Después del secado, es necesario eliminar el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y otros contaminantes que pueden dañar las membranas o necesitan ser eliminados para cumplir las especificaciones de inyección en red u otras especificaciones.

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) y otros contaminantes (COVs y siloxanos) son eliminados del biogás utilizando filtros de carbón activado. Como vimos la adsorción es un fenómeno físico-químico en el cual las moléculas se fijan en la superficie de un medio, como la superficie de los adsorbentes utilizados es porosa, la superficie específica en la cual los compuestos se pueden adsorber es muy elevada. En el dibujo inferior se ilustra el principio de adsorción sobre un medio activado.

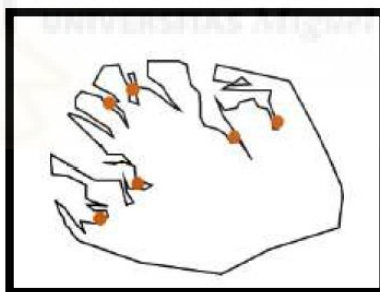


Ilustración 51. Adsorción sobre un medio poroso.

El biogás es analizado antes, durante y después de su paso por los filtros, para así poder cambiar el carbón activado a tiempo. Dos filtros son dedicados a eliminar el H_2S y otro filtro para los COVs y siloxanos. Para asegurar que los filtros de carbón funcionan bien, el biogás necesita contener entre 0,1 y 2% de O_2 . Puesto que el biogás producido por el digestor que se ubica en las instalaciones del C.E.T.R.A ya tiene incorporado un sistema de minoración de H_2S mediante la adición de $FeCl_2$, hace que la corriente de biogás presente unos niveles bajos de H_2S , por lo que el uso del sistema de filtración de la unidad

4. Selección de la tecnología y proveedor.

de upgrading sería suficiente y compatible para su posterior uso en membranas cumpliendo además con las especificaciones para su posterior inyección.

En la unidad seleccionada, los filtros de carbón activado están instalados en lead-lag, lo que permite que puedan ser by-pasados, y que en caso de que uno de ellos esté saturado, se pueda reemplazar el carbón sin necesidad de parar la instalación.



Ilustración 52. Sistema de filtrado de biogás.

Compresión del biogás.

Después del pre-tratamiento, el biogás es comprimido hasta una presión adecuada para su enriquecimiento en las membranas. Esto depende de las especificaciones requeridas para el gas de salida y usualmente varía entre 12 y 15 bar. Bright Biomethane utiliza un compresor de tornillo, además la unidad PurePac® está equipado con un compresor situado en un espacio resistente al agua con control termostático. Después de la compresión, el gas primero se enfría para eliminar el remanente de humedad y después se calienta antes de entrar a las membranas.

4. Selección de la tecnología y proveedor.



Ilustración 53. Compresor de biogás alojado en compartimento para su instalación en exteriores.

Recuperación de calor.

La planta seleccionada permite la opción de recuperar el calor mediante dos vías:

- Recuperación del calor procedente del enfriamiento del aceite del compresor del biogás, convirtiendo parte del consumo eléctrico en calor útil.
- Mediante el sistema ThermoPac®, capaz de recuperar el calor proveniente de secar y enfriar el biogás utilizando bombas de calor especialmente diseñadas con una alta eficiencia para recuperar la mayor cantidad de calor con el menor consumo posible de electricidad.

4. Selección de la tecnología y proveedor.



Ilustración 54. Sistema Thermo PAC © desarrollado por Bright Biomethane.

Separación de membrana en tres etapas.

Para la separación del dióxido de carbono, Bright Biomethane usa membranas altamente selectivas donde el CO₂ pasa de manera más fácil y rápida que el metano.

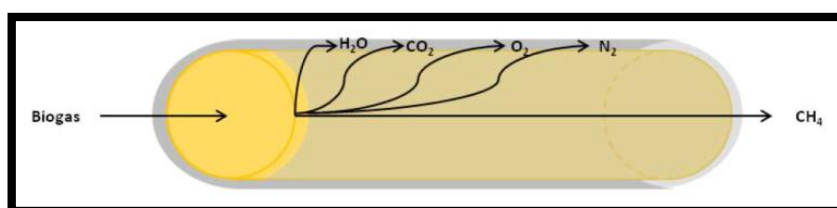


Ilustración 55. Principio de separación de las fibras de las membranas.

Tras el pre-tratamiento el biogás seco y desulfurado se comprime a la presión de trabajo entre 10 y 16 bar antes de entrar a los módulos de filtración por membranas. El diferente tamaño de las moléculas contenidas en el biogás es el responsable de las diferentes velocidades de difusión a través de las paredes de las membranas, de este modo es posible separar el CH₄ (baja velocidad de difusión) del resto de compuestos (CO₂, H₂O, N₂, O₂ etc...).

4. Selección de la tecnología y proveedor.

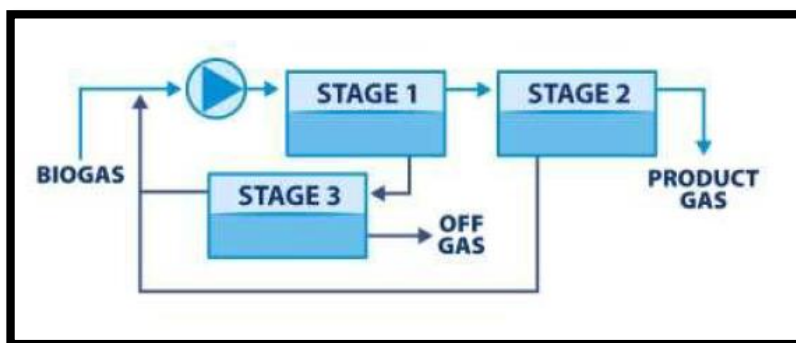


Gráfico 12. Sistema de separación por membranas diseñado por Bright Biomethne.

Los módulos de las membranas están dispuestos en un sistema patentado de tres etapas. En la primera etapa, el retenido está formado principalmente por CH₄ pero con cierta presencia de CO₂ que pasa a la segunda etapa, por el contrario el permeado de esta primera etapa está formado principalmente por CO₂ pero con cierta presencia de CH₄, que hacen inviable su emisión a la atmosfera, para ello el permeado de la primera etapa es recirculado a una tercera etapa donde se separa el CO₂ y del CH₄ presente, el CO₂ separado en esta etapa es prácticamente puro (99,5% de CO₂) y conforma la corriente de salida siendo aprovechable, y el CH₄ separado en esta tercera etapa es reintroducido a la entrada del sistema.

Por su parte el retenido que se obtuvo en la primera etapa pasa a la segunda etapa donde separa obteniendo un CH₄ superior al 90% y el CO₂ obtenido en la segunda etapa es reintroducido al inicio del sistema. Al usar una tercera etapa comparada con un sistema de dos etapas permite a esta tecnología pasar de una corriente de 90% al 97,5% de CH₄.

Post-tratamiento del biometano.

Después de que el CO₂ y el CH₄ sean separados por las membranas, el biometano está casi listo para ser inyectado a la red, pero previamente un equipo formado por un analizador de biometano, un sensor de punto de rocío y otro de temperatura permite dar o no la conformidad al biometano producido.

4. Selección de la tecnología y proveedor.

Finalmente, como nuestro gas se va a destinar a la inyección en la red de gas natural es necesario realizar una odorización mediante THT (tetrahidrotiopeno), para dar al gas un olor distintivo permite que puede ser detectado en caso de fuga y así cumplir con las especificaciones de la red de gas.

Cromatógrafo de gas.

La propuesta ofrecida por Bright Biomethane tenía la posibilidad de incorporar como opción la compra un cromatógrafo de gas, por lo que se decidió incorporarla a nuestra propuesta ya que gracias al cromatógrafo se puede determinar de forma exacta la composición del biometano al medir la concentración de CH₄, CO₂, N₂ y O₂, estos valores pueden ser interpretados para calcular el Poder Calorífico e Índice de Wobbe.

Análisis de gas y sistema de control.

Para garantizar una calidad de gas perfecta y que cumple con las especificaciones requeridas, Bright Biomethane asegura que los diferentes parámetros están siempre monitoreados y analizados.



Ilustración 56. Panel de control.

Debido a que la producción de biogás procedente del digestor puede sufrir variaciones, el flujo es controlado de manera continua para asegurar la eficiencia del sistema. Si el flujo de biogás cae por debajo de la cantidad requerida, la unidad puede desconectarse y cuando se detecte la suficiente cantidad de

4. Selección de la tecnología y proveedor.

biogás para ser enriquecido la unidad volverá a ponerse en funcionamiento de forma automática.

Por otro lado, en caso de no conformidad con los requerimientos del biometano, la unidad enviará otra vez el gas al compresor y se mezclará con el biogás para ser reintroducido en el sistema.

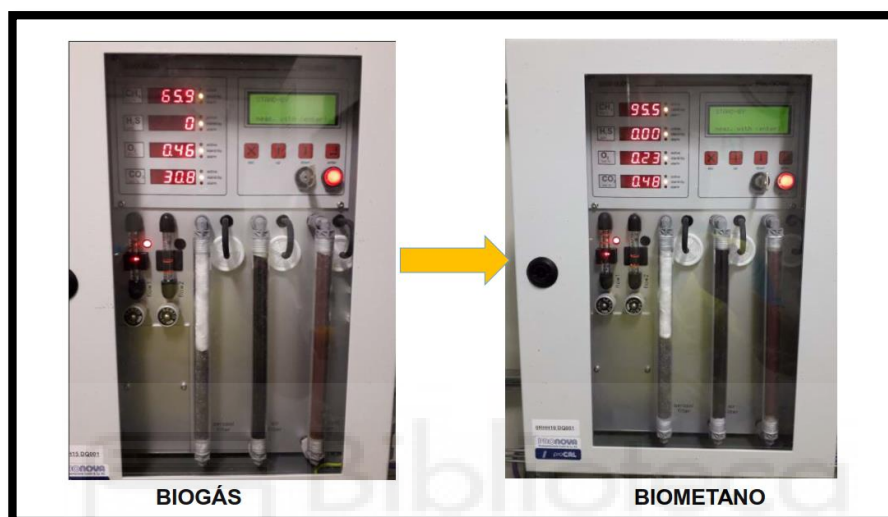


Ilustración 57. Sistema de medición de gas a la entrada y salida de la unidad de membranas.

Una parte importante de la instalación es la habitación de control, emplazada dentro del contenedor de las membranas. Esta habitación de control está separada de la sección de membranas, usando una pared estanca y donde se alberga todo el sistema de control y los analizadores de gas, permitiendo monitorear todo el proceso a través de un SCADA, el cual puede ser conectado vía modem para un soporte técnico remoto por parte de Bright Biomethane.

4. Selección de la tecnología y proveedor.

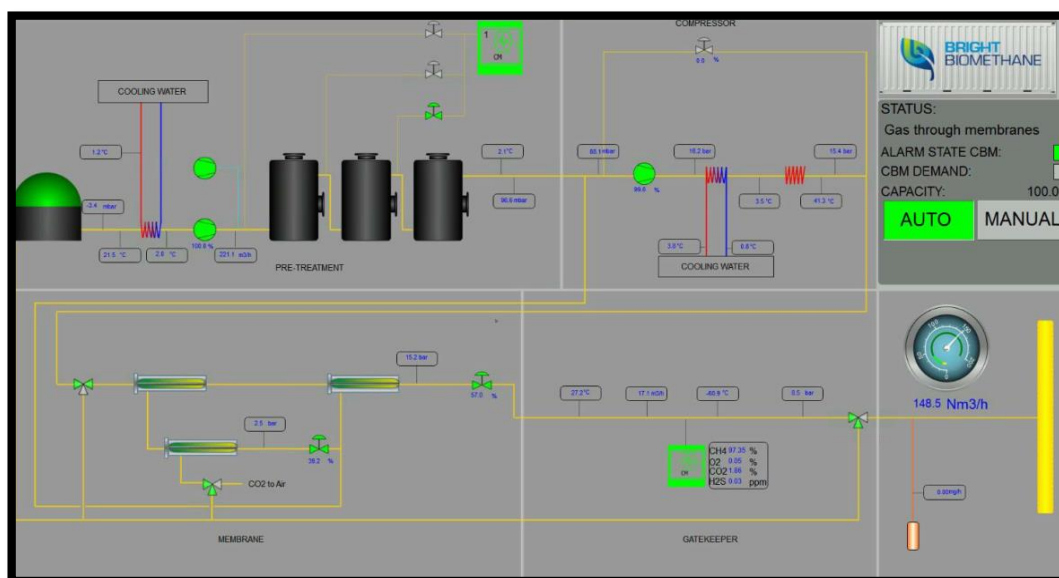


Ilustración 58. Pantalla de control del SCADA.

En el apartado de planos se recoge una representación de los diferentes elementos que integran la unidad de enriquecimiento como un diagrama con los diferentes fluidos en sus diferentes etapas por los equipos.

4.5. PROPIEDADES DEL BIOMETANO PRODUCIDO.

Una vez realizadas todas las operaciones el biometano producido por los diferentes módulos tendrá las siguientes características.

Composición del biometano.

	UNIDADES	VALOR
CH4	% mol	97,5
CO2	% mol	2,3
O2	% mol	0,05
N2	% mol	0,03
H2S	ppmv	<10

Tabla 24. Composición esperada en el biometano producido.

4. Selección de la tecnología y proveedor.

Propiedades físicas.

Para el cálculo del poder calorífico superior (P.C.S.), densidad, densidad relativa e índice de Wobbe se hará uso del procedimiento recogido en el anexo III.

PROPIEDAD	UNIDADES	VALOR
Índice de Wobbe(*)	kWh/Nm ³	14,249
P.C.S(*)	kWh/Nm ³	10,829
Densidad	kg/m ³	0,7468
Densidad relativa	-	0,5776
Valor Z	-	0,997539
Punto de rocío	°C	≤ -50°C a 15bar
Presión	bar	≤15
Caudal	Nm ³ /h	281

Tabla 25. Propiedades esperadas en el biometano producido [Condiciones de referencia 0°C y 1,01325 bar.]



5. CANALIZACIÓN DE BIOMETANO.



5. Canalización de biometano.

5.1. UBICACIÓN DE LA UNIDAD UPGRADING.

Una vez seleccionado el proveedor de los equipos se determina que la mejor ubicación de los diferentes módulos de los que se compone la unidad de upgrading se encuentra en la parcela situada junto a la de estación y regulación de biogás (ERM) y que hasta el momento ha realizado la regulación de cada una de las líneas de aporte de biogás.

Partiendo de la tubería que conduce el biogás desde el gasómetro del digestor hasta la ERM, se ramifica una conducción que permite la entrada de biogás a la unidad de upgrading, dicha ramificación estará controlada mediante una válvula de mariposa de asiento blando con homologación DVGW para el uso en redes de tuberías de suministro de gas, y pilotada de forma remota mediante actuador neumático de doble efecto, que permitirá el paso del biogás hacia la entrada del sistema de enriquecimiento, o bien en caso de parada por mantenimiento o avería del mismo, permite reconducir el biogás producido hasta la actual ERM para su aprovechamiento energético mediante combustión del mismo en los motores instalados en el CETRA. Mediante esta versatilidad en la conducción del biogás producido en el digestor, se evita posibles emisiones de biogás por parada en la unidad de upgrading, debido a que la producción de biogás en el digestor es de carácter continuo y no puede paralizarse en caso de avería de la unidad de enriquecimiento.

En el apartado de planos se recoge una representación de la ramificación en la tubería del biogás procedente del digestor.

5. Canalización de biometano.



Ilustración 59. Válvula utilizada para el control de paso de biogás.

5.2. REGULACIÓN DE PRESIÓN A LA SALIDA DE LA UNIDAD DE MEMBRANAS.

Una vez realizada la operación de enriquecimiento del biogás por parte del módulo de membranas, a la salida de la misma tenemos una presión que puede oscilar desde los 14 hasta 16 bar, por tanto se debe hacer una regulación para que la presión máxima de operación (MOP) quede limitada a 4 bar, dado que esta será la presión a la cual quedará diseñada la canalización de biometano desde las instalaciones del CETRA hasta el Polígono Industrial Pla de la Vallonga. Para ello se deberá incorporar a la salida de la unidad de enriquecimiento una serie de elementos que nos permitan regular la presión, además de una serie de dispositivos de seguridad que aseguren que no se sobrepase dicha presión, manteniendo la integridad de la canalización de biometano en todo el trazado y en todo momento.

Los elementos de regulación y seguridad deben mantener la presión a la salida de dentro de los márgenes indicados en la Norma UNE 60311, que están en función de la presión máxima de operación (MOP) de la red de distribución

5. Canalización de biometano.

alimentada por nuestra unidad de upgrading. Tras la regulación, la presión máxima de operación quedará limitada a 4 bar.

La presión máxima en caso de incidente (MIP) es la presión máxima que se prevé puede someterse una instalación durante un breve instante de tiempo, limitada por los sistemas de seguridad, y cuya relación con la presión de salida para este tipo de instalaciones es la siguiente:

M.O.P	M.I.P
$2 < P \leq 5$	$\leq 1,4 \times \text{M.O.P}$

Donde:

MOP = PRESIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN. Es la máxima presión a la que una instalación puede verse sometida de forma continuada en condiciones normales de operación.

MIP = PRESIÓN MÁXIMA EN CASO DE INCIDENTE. Es la presión máxima a la que se prevé puede verse sometida una instalación durante un breve instante de tiempo, limitada por los sistemas de seguridad.

Para cumplir con estos requerimientos se incorporará una serie de elementos que irán montados a la salida del sistema de upgrading. Estarán formados por dos líneas de regulación, en la que cada línea de regulación constará de un regulador, una válvula de interrupción de seguridad (VIS) por presión máxima, la cual estará tarada de modo que no pueda superar el valor de la MIP a la salida del sistema de regulación, y la parte final de cada línea habrá instalada un segundo sistema de seguridad por presión máxima, denominado válvula de escape de seguridad (VES).

5. Canalización de biometano.

Todos los dispositivos de seguridad actuarán de modo automático cuando se detecten presiones a la salida del sistema de regulación iguales o superiores a su valor de tarado, como consecuencia de un fallo del sistema de regulación.

La presión mínima de diseño a la entrada del sistema de regulación y seguridad será de 14 bar efectivos, el valor máximo será de 16 bar y la presión regulada por el sistema no deberá sobrepasar los 4 bar efectivos.



Ilustración 60. Ejemplo de sistema de regulación y medición (ERM) montado en un SKID (ENEGAS).

Previo al sistema de regulación y seguridad será necesario la instalación de un sistema de filtrado, que asegure el buen funcionamiento del sistema y prevenir posibles averías.

Sistema de filtrado.

A pesar que la unidad de enriquecimiento de biogás incorpora varios sistemas de filtrado, es adecuado la instalación de un sistema de filtrado posterior al mismo que puedan retener sustancias como polvo, agua, aceite, etc., con el objetivo de proteger al regulador y las válvulas de seguridad instalados aguas abajo

5. Canalización de biometano.

El diseño y construcción del sistema de filtrado deberá cumplir la normativa y especialmente la Directiva del Parlamento Europeo 2014/68/CE de Equipos a Presión.

Los filtros irán instalados al inicio de cada una de las dos líneas de regulación, para su selección se tendrá en cuenta que la capacidad de filtrado sea suficiente para el caudal máximo y la mínima presión de entrada, correspondiente a la mínima presión proporcionada por la unidad de enriquecimiento. El tamiz del filtro se seleccionará de forma que garantice que el sistema de regulación y equipos de seguridad queden protegidos de impurezas que puedan afectar a su correcto funcionamiento.

Equipo de Regulación.

La función del equipo de regulación no será otra de reducir la presión del gas procedente de la una unidad de upgrading, además de estabilizarla a los valores a los cuales se ha diseñado la canalización de biometano evitando las posibles fluctuaciones que se produzcan, para ello el equipo de regulación será tarado hasta los 4 bar y estará formado por un regulador de presión principal, ya que por las características de la instalación del presente estudio no será necesario un segundo regulador de vigilancia (monitor).



Ilustración 61. Regulador de acción directa con válvula VIS integrada (Pietro Fiorentini).

El regulador deberá estar construido conforme con la normativa vigente de aplicación Norma UNE-EN 334 para dispositivos de regulación de presión de gas (reguladores) para presiones de entrada inferiores o iguales a 10 MPa (100 bar),

5. Canalización de biometano.

además de los requisitos establecidos en el R.D. 709/2015, por el que se establecen los requisitos esenciales de seguridad para la comercialización de los equipos a presión y el R.D. 144/2016, por el que se establecen los requisitos esenciales de salud y seguridad exigibles a los aparatos y sistemas de protección para su uso en atmósferas potencialmente explosivas.

En general una de las líneas de regulación y elementos allí montados se considerarán como línea de trabajo, mientras que la otra línea será considerada como reserva o auxiliar en caso de fallo o mantenimiento de la línea de trabajo.

Válvula de interrupción de seguridad (VIS)

La válvula de interrupción de seguridad (VIS), es un dispositivo de seguridad, que actúa automáticamente cuando se producen presiones superiores a su valor de tarado, sobrepasando dicha presión como resultado de un fallo en el sistema de regulación de presión situado aguas arriba la válvula produce un cierre en el flujo de gas. Irá instalada una válvula IS en cada una de las líneas.

En general, la VIS toma la señal de presión aguas abajo del regulador de presión, y el corte de seguridad por el contrario lo realiza aguas arriba del regulador, por este motivo es importante no instalar elementos o válvulas auxiliares en las tomas de presión de las VIS, y deberán presentar una precisión en su funcionamiento como sistema de seguridad contra el aumento de presión.



Ilustración 62. Ejemplo de válvula VIS (Pietro Fiorentini).

5. Canalización de biometano.

La VIS puede llevar incorporado un sistema que permita conocer su estado (abierta o cerrada), y mediante un transmisor digital permite hacer un telecontrol, según el modelo puede ir integrada en el mismo cuerpo que el regulador de presión como se muestra en la ilustración 59.

Válvula de escape de seguridad (VES)

Es considerada como segundo dispositivo de seguridad, permitiendo hacer un alivio de presión a la atmósfera, se sitúa aguas abajo del regulador principal y de las tomas de presión de las válvulas de interrupción de seguridad (VIS), y antes de la válvula de salida del sistema de regulación hacia la canalización de biometano, evitando sobrepresiones como último recurso en la canalización ante eventuales fallos de funcionamiento del sistema de regulación y de la VIS.



Ilustración 63. Válvula VES (Pietro Fiorentini).

Generalmente la base de cálculo de para este tipo de válvulas de seguridad es de lograr un venteo del orden del 5% del caudal máximo a tratar en el sistema de regulación, y en posición cerrada deben ser estanca para evitar emisiones innecesarias a la atmósfera.

Por seguridad el venteo o escape de la válvula en caso de alcanzar una presión superior a la presión de tarado debe canalizarse al aire libre mediante un colector y en una zona elevada para evitar la formación de potenciales atmosferas explosivas. La zona de descarga del colector debe estar protegida mediante

5. Canalización de biometano.

elementos que eviten la entrada de agua u otros elementos que puedan producir una obstrucción.

En la parte inferior de la VES podrá instalarse una válvula que permita su aislamiento y sustitución en caso de avería.

Instrumentación.

En cada una de las líneas podrán instalarse una serie de elementos que permitan monitorear bien de forma local o remota el correcto funcionamiento del sistema de regulación de presión.

Dicha instrumentación estará formada por:

- Indicador local o manómetro: se instalarán junto con una válvula que permita su seccionamiento para realizar una sustitución en caso de avería del manómetro.

- Transmisor de Presión: la función del transmisor será convertir la señal de presión en una variación de corriente eléctrica de 0-8 V o 4-20 mA, permitiendo tener una lectura de las presiones de forma remota.

5.3. CANALIZACIÓN DE BIOMETANO.

Para la construcción de canalización de biometano producido en las instalaciones, al tratarse de un gas con unas características totalmente equiparables al gas natural, se tendrá en cuenta la legislación vigente y en particular:

- Ley 34/1998 de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos.

- Real Decreto 1434/2002, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas.

5. Canalización de biometano.

-Real decreto 919/2006, por el que se aprueba el Reglamento Técnico de Distribución y Utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11.

-Resolución de 8 de octubre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06, NGTS-07 y los protocolos de detalle PD-01 y PD-02.

5.3.1. DATOS BÁSICOS.

Características del gas.

Como se viene desarrollando en el presente trabajo, para que el biometano producido pueda ser inyectado en la red de gas natural debe cumplir las especificaciones sobre calidad definida en las normas de gestión técnica del sistema NTGS y recogida en el protocolo de detalle PD-01. Como en nuestro caso el contenido de metano esperado una vez realizado el enriquecimiento en el módulo de membranas es superior al 95%, estando incluso por encima en algunos casos al gas natural, podremos clasificar al biometano dentro de la segunda familia de combustibles gaseosos atendiendo a su índice de Wobbe (Índice de Wobbe comprendido entre 9.680 y 13.850 Kcal/Nm³) y que el Gestor Técnico del Sistema (ENAGAS) tiene definido para el gas natural en la siguiente tabla:

	Unidad	Valor mínimo	Valor máximo
PCS	kWh/m ³	10,26	13,26
Índice Wobbe superior	kWh/m ³	13,403	16,058
Densidad del gas	Kg/Nm ³	0,73	0,86
Densidad relativa		0,554	0,756

Tabla 26. Principales características del gas natural.

Los valores del poder calorífico superior e inferior (PCS y PCI) se calculan según Norma ISO 6976/83 en las condiciones de referencia (0°C y 1,01236 bar).

5. Canalización de biometano.

Al igual que sucede con el gas natural, el biometano producido debe de ser odorizado de forma que cualquier fuga pueda ser detectada con facilidad, para ello nuestra unidad cuenta con un módulo específico de inyección de tetrahidrotiofeno (THT).

Caudal.

La capacidad de producción de biogás procedente del digestor es de 500Nm³/h con un contenido de metano de 55%, una vez realizado el enriquecimiento en el módulo de membranas se obtiene un biometano con una riqueza en metano 97,5%, y una eficiencia en la unidad del 99,5%, esto proporciona una caudal de biometano para ser inyectado de 281 Nm³/h.

Para efectos de cálculos de la canalización del biometano, desde las instalaciones hasta el polígono industrial, se ha tomado un valor de 300Nm³/h para hacer frente a posibles incrementos puntuales en la producción de biogás del digestor.

Temperatura.

Como norma general en el cálculo de redes y canalizaciones de gas natural, y por tanto aplicable a nuestro caso, se considera las siguientes temperaturas límite:

-Temperatura límite máxima =50°C.

-Temperatura límite mínima =-10°C.

Al igual que sucede en las redes de gas natural, al tratarse de una conducción enterrada se considera que la temperatura del gas será la misma que la del terreno, estando por tanto comprendida entre 5° C de mínima y 20° C de máxima, tomando por tanto como temperatura de trabajo la más desfavorable de 20°C.

Presión.

El tipo de canalización escogido para la conducción del biometano producido hasta el polígono industrial del Pla de la Vallonga será de presión máxima de operación (MOP) de 4 bares. Hasta la entrada del RD 919/2006, este tipo de red

5. Canalización de biometano.

era considerada como una red de media presión del tipo B (MPB), con presiones comprendidas entre 0,4 bar hasta 4 bar, considerando este tipo de red como la mejor opción en nuestro caso, debido a la distancia a cubrir entre la zona de producción y la zona de consumo, y permitiendo además adaptarse a la norma UNE 60311 “Canalizaciones de combustibles gaseosos con presión máxima de operación inferior o igual a 5 bar”

Presiones de garantía.

A efectos de cálculo en la conducción de biometano se debe considerar la caída de presión en la conducción, desde su origen situado en las instalaciones del CETRA hasta la entrada del polígono industrial del Pla de la Vallonga, según el Real Decreto 1434/2002, establece unas presiones mínimas en las redes de distribución de gas, por debajo de las cuales se considerará interrupción del suministro. Dicho Decreto, fija la caída de presión máxima en 0,4 bar para las redes de presión máxima 4 bar, por tanto, en nuestro caso, la caída de presión máxima no deberá ser superior a 0,4 bar.

5.3.2. SOLUCIÓN ADOPTADA.

La solución adoptada para la canalización de biometano desde la salida de la unidad de enriquecimiento, una vez realizada la odorización, discurre íntegramente dentro del término municipal de Alicante.

Dicho trazado discurre en dirección Sur-Este principalmente bajo zonas de cultivo en su gran mayoría en desuso, paralelismos a caminos secundarios asfaltados y sin asfaltar, así como paralelismo a carreteras.

5. Canalización de biometano.



Ilustración 64. Parte del trazado que discurre por zonas de cultivo en desuso.

Como puntos singulares se hará un cruzamiento con la carretera de San Vicente del Raspeig y tantos cruzamientos a caminos secundarios asfaltados y sin asfaltar como sean necesarios, pero por cuestiones de optimización de recursos económicos se seguirá la premisa de que sean menor número posible.

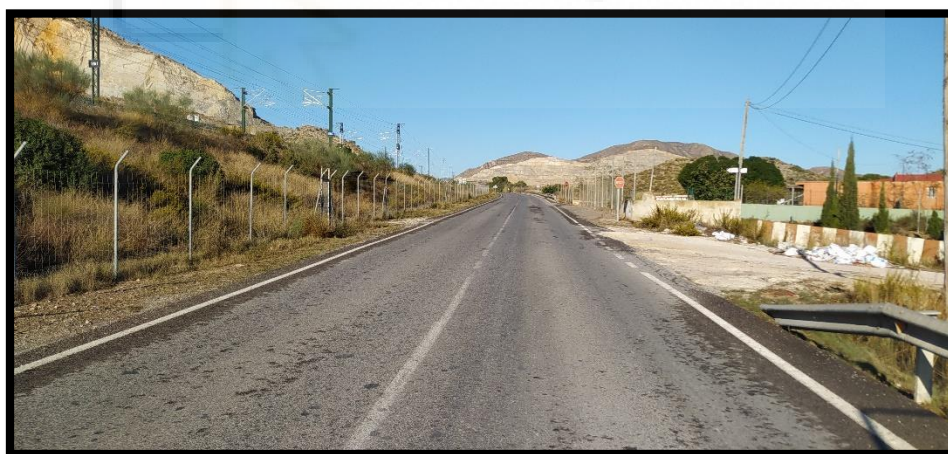


Ilustración 65. Parte del trazado propuesto para la canalización de biometano aprovechando paralelismos a vías asfaltadas.

También se realizará un cruzamiento a la vía de ferrocarril de alta velocidad aprovechando el paso bajo vías existente.

5. Canalización de biometano.



Ilustración 66. Aprovechamiento de paso inferior para salvar línea de ferrocarril.

El trazado finaliza en la entrada Oeste del polígono industrial del Pla de la Vallonga a la altura del cruce entre la calle Mistral y la calle Guillermo Stewart Howie, este punto según este estudio se considera el óptimo para hacer el entronque mediante el módulo de inyección con la red de distribución de gas natural MOP 4 bar que la compañía Nedgia tiene previsto construir en un futuro para dar servicio de gas natural al polígono industrial.

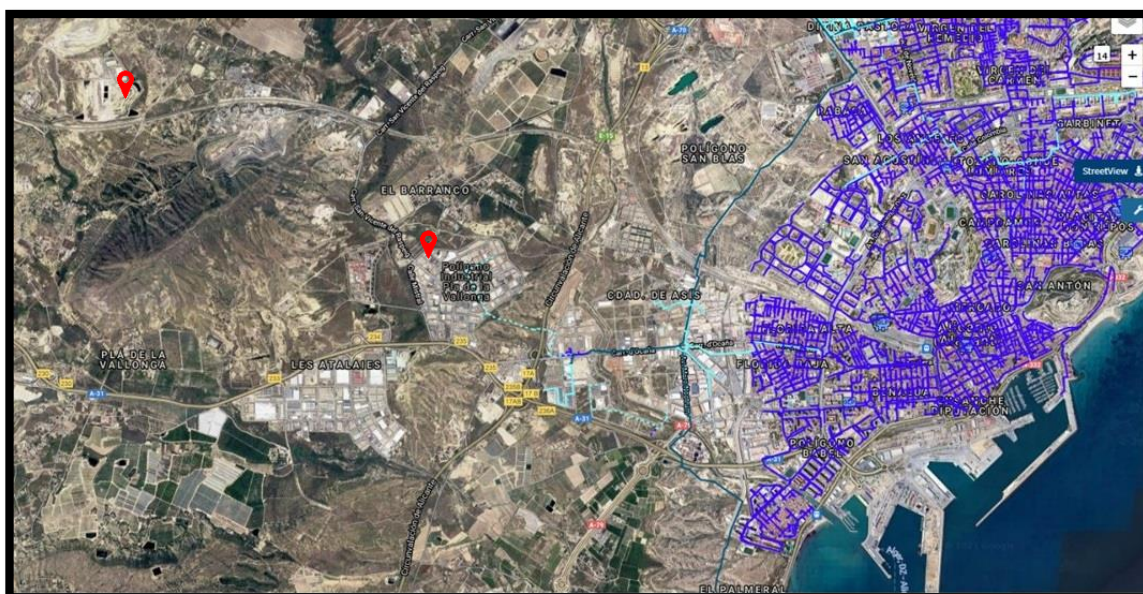


Ilustración 67. Red actual de la empresa Nedgia en el municipio de Alicante. En punteado azul la futura ampliación hacia el polígono industrial Pla de la Vallonga.

5. Canalización de biometano.

La selección de trazado descrito en la parte de Planos se basa en los siguientes criterios:

- Reducir en lo posible la distancia entre el punto de producción y el punto de consumo que permita a una solución económica viable.
- El trazado es lo más rectilíneo posible, y los cambios de dirección serán aquellos que permiten realizarse mediante las piezas y accesorios que doten a la canalización una adecuada homogeneidad
- Aprovechar paralelismos con carreteras, canales, caminos etc., para evitar nuevas servidumbres.
- Los cruces de calzada se harán perpendiculares a la misma, siempre que sea posible.
- Buena accesibilidad al trazado para realizar las tareas de construcción y mantenimiento.

5.3.3. DESCRIPCIÓN DE LA CANALIZACIÓN.

Cálculo del espesor de la tubería.

Para el cálculo y selección del espesor mínimo de la tubería que sirva para la canalización del biometano del presente estudio se realiza en base a lo establecido en la Norma UNE 60311, la cual establece los requisitos técnicos y medidas de seguridad mínimas para la proyección, construcción y operación de las canalizaciones de combustibles gaseosos con presión máxima de operación inferior o igual a 5 bar. En nuestro caso se opta por tubería de polietileno, y según la norma, el espesor mínimo debe estar de acuerdo con la siguiente relación:

$$SDR=1+\frac{20\times MRS}{MOP \times C \times D_f}$$

5. Canalización de biometano.

Donde:

-SDR es la relación existente entre el diámetro exterior del tubo y su espesor.

-MRS es la resistencia mínima exigida expresada en MPa. De acuerdo a lo establecido en la UNE-EN 12007, se toma un valor de 10MPa para MRS.

-MOP es la presión máxima de operación expresada en bar.

-C es el coeficiente de diseño, que en ningún caso debe ser inferior a 2.

-D_f es el factor de influencia de la temperatura de operación (temperatura media del gas). El valor a asignar es obtenido de la tabla siguiente, extrapolando en caso necesario:

Temperatura(°C)	10	20	30	40
D _f	0,9	1	1,1	1,3

Tabla 27. Factor de influencia de la temperatura de operación (UNE-EN 60311).

La temperatura del gas canalizado se considera igual a la temperatura del terreno por el que discurre el trazado, que según la zona geográfica está comprendida entre 5°C y 20°C. No obstante, se toma el valor correspondiente a 20°C, siendo D_f igual a 1, lo que conlleva un mayor espesor de tubería.

Aplicando la fórmula de cálculo del espesor de tubería para las redes de combustibles gaseosos con presión máxima de operación inferior o igual a 5 bar y considerando el valor del coeficiente de diseño más exigente (C=2), se obtiene un valor para el espesor mínimo admisible de 26.

$$SDR=1+\frac{20 \times 10}{4 \times 2 \times 1}=26$$

La norma UNE-EN 1555 que establece las condiciones para los sistemas de canalización en materiales plásticos para el suministro de combustibles

5. Canalización de biometano.

gaseosos, en concreto en material de polietileno (PE), limita para su uso las relaciones iguales o inferiores a SDR 17,6. En nuestro caso la canalización al tratarse de una red de polietileno con máxima presión de operación (MOP) de 4 bares, se utilizará una tubería de polietileno de alta densidad de espesor de SDR 11 de acuerdo a la Norma UNE-EN 1555, ya que en la práctica, las compañías distribuidoras limitan el uso de las tuberías con relación SDR 17,6 y SDR 17 a canalizaciones con MOP iguales o inferiores a 0,4 bar.

Tamaño nominal DN/OD	Espesor de pared mínimo $e_{\min.}^a$		
	SDR 17,6 ^b	SDR 17	SDR 11
16	2,3 ^c	2,3 ^c	3,0 ^c
20	2,3 ^c	2,3 ^c	3,0 ^c
25	2,3 ^c	2,3 ^c	3,0 ^c
32	2,3 ^c	2,3 ^c	3,0
40	2,3	2,4	3,7
50	2,9	3,0	4,6
63	3,6	3,8	5,8
75	4,3	4,5	6,8
90	5,2	5,4	8,2
110	6,3	6,6	10,0
125	7,1	7,4	11,4
140	8,0	8,3	12,7
160	9,1	9,5	14,6
180	10,3	10,7	16,4
200	11,4	11,9	18,2
225	12,8	13,4	20,5
250	14,2	14,8	22,7
280	15,9	16,6	25,4
315	17,9	18,7	28,6
355	20,2	21,1	32,2
400	22,8	23,7	36,3
450	25,6	26,7	40,9
500	28,4	29,7	45,4
560	31,9	33,2	50,8
630	35,8	37,4	57,2

a $e_{\min.} = e_p$.
b La serie SDR 17,6 se eliminará en la próxima revisión de esta norma.
c Los valores calculados de $e_{\min.}$ han sido redondeados a 2,3 mm para SDR 17,6 y SDR 17 y 3,0 mm para SDR 11, respectivamente.

Tabla 28. Espesores de pared mínimos (UNE-EN 1555).

Cálculo de diámetros.

Para el cálculo del diámetro de la tubería y la pérdida de carga producida por el efecto del rozamiento del gas con las paredes de la tubería, y con los diversos accesorios que puedan ir instalados en la canalización de biometano, desde las instalaciones del CETRA hasta el polígono del Pla de la Vallonga, se empleará la fórmula de Renouard cuadrática para gases a media presión y recogida en la norma UNE-EN 60670:

$$P_A^2 - P_B^2 = 64,28 \times s \times L \times Q^{1,82} \times D^{-4,82}$$

5. Canalización de biometano.

Siendo:

P_A = Presión absoluta en bar en el inicio del tramo.

P_B = Presión absoluta en bar en el extremo del tramo.

s = Densidad relativa del gas según norma UNE-EN 6976 calculada en el Anexo III de este estudio y que toma un valor de 0,5776.

L = Longitud del tramo en metros.

Q = Caudal en $m^3(n)/h$.

D = Diámetro interior de la conducción en mm.

La fórmula incluye un incremento del 20% de la longitud del tramo, en compensación a la pérdida de carga en la canalización de biometano, y será válida siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- La relación existente entre $Q/D < 150$ (caudal en m^3/h y diámetro en mm).
- El número de Reynolds $R < 2.000.000$, siendo $R = T \times Q/D$, donde T es un factor dependiente de la familia a la que pertenece el gas, tomando como valor 22300 por pertenecer a la segunda familia de gases combustibles.

La canalización se dimensionará para que la pérdida de carga cumpla con lo permitido en la norma UNE-EN 60670, siendo dicha caída de presión máxima no superior al 10 % de la presión de suministro, no obstante, la mayoría de las compañías distribuidoras limitan dicha caída a un 5%.

A su vez la velocidad máxima del gas en el interior de la canalización debe ser igual o inferior a 20 m/s, aumentando el diámetro si fuese necesario para cumplir con dicho límite.

En el cálculo de velocidades es empleada la fórmula siguiente:

5. Canalización de biometano.

$$V = \frac{378 \times Q}{P_B \times D^2}$$

Siendo:

V = velocidad en m/s.

Q = caudal en Nm³/h.

P_B = presión absoluta en el nudo final en bar.

D = diámetro interior en mm de la conducción.

En nuestro caso el trazado tiene una longitud total de 4.639 metros y un caudal de biometano a canalizar de 300 Nm³/h, los posibles diámetros a utilizar se representan en la siguiente tabla con las condiciones que se obtienen:

SRD 11				
DN(mm)	D _{int} (mm)	P _{RB} (bar)	ΔP(%)	V(m/s)
90	73,6	3,47	13,25	4,37
110	90,0	3,81	4,75	2,72
160	130,8	3,97	0,75	1,25

Tabla 29. Selección de DN a emplear.

Por tanto, la canalización del biometano podrá ser construida con tubería de polietileno de alta densidad (PE100) y DN 110, ya que este diámetro es el de menor tamaño que nos permite cumplir con las condiciones impuestas de velocidades máximas y pérdidas de presión, en las condiciones más habituales de funcionamiento.

Longitud (m)	M.O.P (bar)	Tubería
4.639	4	PE 100 DN 110 SRD 11

Tabla 30. Resumen de las características de la tubería a emplear.

La tubería a emplear de acuerdo con la Norma UNE-EN 1555 en su apartado 10 (MARCADO) establece las condiciones del mercado que debe presentar la tubería.

5. Canalización de biometano.

Aspectos	Marca o símbolo
Número de la Norma de Sistema	EN 1555
Nombre o marca del fabricante	Nombre o símbolo
Para tubos $d_n \leq 32$ mm:	
Diámetro exterior nominal \times espesor de pared nominal ($d_n \times e_n$)	por ejemplo: 32 \times 3,0
Para tubos $d_n > 32$ mm:	
- Diámetro exterior nominal, d_n	por ejemplo: 200
- SDR	por ejemplo: SDR 11
Tipo de tubo si procede	por ejemplo: coextruido o con capa pelable
Material y designación	por ejemplo: PE 100
Información del fabricante	*
Fluido interno ^b	Gas

a Deben darse los siguientes datos para asegurar la trazabilidad:

- el período de fabricación, año y mes, en cifras o código;
- nombre o código del lugar de fabricación, si el fabricante produce en distintos lugares;
- materiales empleados mediante el nombre o código.

b La información sobre abreviaturas se puede encontrar en el Informe Técnico CEN/TR 15438 [4] y/o en reglamento nacionales.

Tabla 31. Marcado mínimo requerido (UNE-EN 1555-2).

Para la unión de los diferentes tramos de tubería se empleará la técnica de electrofusión mediante accesorios de electrofusión, compatibles con la tubería y según la Norma UNE-EN 1555-3 (ACCESORIOS).

GASYPOL - TUBOS DE POLIETILENO PE100

Para Conducción de Combustibles Gaseosos. Fabricados según Norma UNE-EN 1555

COLOR: Naranja.

MARCAJE*: MASA GASYPOL
*Personalizados bajo petición

FORMATO DE SUMINISTROS*
Hasta Ø63 en rollos de 100 metros
Ø90 y Ø110 (SDR 11) rollos de 50 metros
Desde Ø110 barras de 8 y 12 metros

* Otros diámetros, longitudes y SDR consultar
* Precios considerados para un mínimo de 1.200 m. Para otras cantidades consultar.

SDR 11				SDR 17,6			
Referencia	Ø Ext.	Espesor	€/ml	Referencia	Ø Ext.	Espesor	€/ml
H3A020	20	3,0	1,33	H3B063	63	3,6	4,41
H3A025	25	3,0	1,72	H3B090	90	5,2	9,08
H3A032	32	3,0	2,00	H3B110	110	6,3	13,40
H3A040	40	3,7	3,00	H3B160	160	9,1	28,08
H3A050	50	4,6	4,64	H3B200	200	11,4	43,83
H3A063	63	5,8	6,78	H3B250	250	14,2	68,22
H3A090	90	8,2	13,70	H3B315	315	17,9	108,06
H3A110	110	10,0	20,31				
H3A160	160	14,6	43,10				
H3A200	200	18,2	67,20				
H3A250	250	22,7	104,60				

Ilustración 68. Suministro de tubería de PE 100 para gas natural.(MASA).

5.3.4. CONSTRUCCIÓN DE LA RED.

Las características generales en la construcción de la canalización de biometano hasta el Polígono Industrial del Pla de la Vallonga vienen determinadas por la norma UNE-EN 60311:

5. Canalización de biometano.

-Se colocará la tubería enterrada, según UNE 60311, por lo menos a 0,50 metros de profundidad de la generatriz superior de la misma.

-Se deberá respetar una distancia mínima de 40 cm en los paralelismos con otros servicios y 20 cm en los cruces, pudiendo aumentar a 30 cm para cruce de acometidas de otros servicios.

-Cuando no pueda respetarse dicha profundidad de 0,50 metros, se deberá diseñar la conducción para que pueda resistir los esfuerzos mecánicos a los que vaya a estar expuesta. Adicionalmente se podrán disponer entre la tubería y la superficie del terreno planchas de metal o losas de hormigón que permitan reducir las cargas sobre la tubería a valores suficientes de seguridad.

-Toda la conducción deberá estar debidamente señalizada mediante la una banda de señalización plástica de color amarillo con la indicación “CANALIZACIÓN DE GAS”, colocada entre el hormigón de la reposición y/o las tierras de tapado, a una distancia mínima de 0,2 metros por encima de la tubería y con una anchura mínima del diámetro de la tubería que servirá de aviso frente a posibles excavaciones futuras de otras obras. .

-La distancia a las edificaciones será como mínimo de 0,30 metros siendo recomendables distancias mayores.



Ilustración 69. Ejemplo de banda de señalización.

5. Canalización de biometano.

Independientemente de la MOP de la red, se deberán instalar válvulas en las ubicaciones siguientes:

-Tanto en las entradas como en las salidas de las estaciones de regulación, que se situaran a una distancia mínima de 6 metros y siempre fuera del recinto.

-A los dos lados de los cruces en determinados pasos especiales como pueden ser puentes, carreteras, autovías, líneas de ferrocarril, avenidas principales, etc. En autovías y autopistas, líneas de ferrocarril y ríos, las válvulas dispondrán de telemando.

En caso de redes con MOP igual o superior a 0,1 bar y hasta 5 bar además deberán ubicarse válvulas en:

-Para la red principal cada 500 metros en zonas urbanas o semi-urbanas y cada 2000 metros en zonas no urbanas o rurales.

-En líneas de derivación, deberán situarse válvulas lo más próximas posible a la conducción principal cuando la previsión de conexión sea de más de 400 puntos de suministro y/o cuando se conecten derivaciones de longitud superior a 50 m en conducciones de PE con DN superiores a 160 mm.

Las válvulas deberán estar conforme a los requerimientos presentes en la Instrucción ITC-ICG 01 del Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos del R.D 919/2006 y de la norma UNE-EN 60311 "Canalizaciones de distribución de combustibles gaseosos con presión máxima de operación hasta 5 bar", pudiendo estar fabricadas en acero o PE de acuerdo a las especificaciones de la norma UNE-EN 1555 parte 4.

5.3.5. MÉTODO CONSTRUCTIVO.

En el presente estudio que plantea la posibilidad de conducir el biometano producido empleará para el enterramiento de la tubería una zanja de

5. Canalización de biometano.

características estándar, habitualmente utilizada en las redes de gas natural, se considera zanja de características estándar aquella que se ejecuta con métodos convencionales (máquinas excavadoras, máquinas mixtas, manualmente, etc.). Las dimensiones de la zanja estándar permiten su posterior relleno con tierras y compactación.

Profundidad

En el caso de canalizaciones con $MOP \leq 5$ bar la norma UNE-60311 establece una profundidad mínima 0,50 m desde la superficie del terreno hasta la parte superior de la tubería, no obstante en el presente estudio se propone la tubería enterrada por lo menos a 0,60 metros de profundidad desde la superficie hasta la generatriz superior de la misma debido a que parte del trazado discurre por zonas de cultivo, que si bien en la actualidad están en desuso no se puede afirmar que en un futuro dicha situación se mantenga.

El trazado propuesto en este estudio presenta un cruzamiento con una carretera, la solución constructiva en este punto singular plantea el entubamiento de la tubería de PE en forma de vaina para reducir las cargas que puedan presentarse sobre la tubería, en este supuesto la profundidad debe tomarse a partir de la generatriz superior de la vaina.

Cruce de carreteras.

En las redes de gas natural las soluciones constructivas frente a cruces de carretera pueden ser de diversa índole, siendo las más habituales las siguientes:

- Cruce de carretera a cielo abierto, con losa de hormigón de protección prefabricada.
- Cruce de carretera a cielo abierto hormigonado in situ: deberá llevar una vaina a modo de protección en el caso de conducción de gas a partir de tuberías polietileno (PE).
- Cruce de carretera mediante perforación horizontal: dicha perforación se realizará mediante tubo de protección de acero de al menos 4" superior al diámetro de la conducción. En el caso de conducción interior a esta vaina

5. Canalización de biometano.

sea de PE se instalarán distanciadores y respiraderos que permitan eliminar roces de la tubería de conducción y asegurar su ventilación homogénea.



Ilustración 70. Ejemplo de respiradero en un cruce de carretera.

-Cruce de carretera mediante perforación dirigida: por defecto se instalará sin tubo de protección.



Ilustración 71. Esquema de una perforación horizontal dirigida (PHD).

En el interior de los tubos de protección no podrá instalarse ningún accesorio. La tubería de protección podrá ser de acero o de materiales plásticos, del diámetro adecuado.

5. Canalización de biometano.

En el caso del presente estudio el planteamiento del trazado presenta como puntos singulares el cruzamiento a caminos secundarios sin asfaltar, caminos secundarios asfaltados y un cruzamiento a la carretera Alicante- San Vicente del Raspeig. Según este estudio, se considera que la solución constructiva más adecuada para todos ellos es la realización de cruce a cielo abierto con hormigonado in situ.

Fondo de zanja.

Si el fondo de la zanja no constituye un soporte firme y continuo a la tubería , o si está formado por roca o cualquier otro elemento que pudiera dañar la tubería (gravas , elementos puntiagudos , bolos de gran tamaño, etc.), la zanja deberá ser más profunda , en al menos 10 cm por debajo de la generatriz inferior , para que permita la instalación y compactación de un lecho de material seleccionado, tales como arena de rio, sobre el que apoye uniformemente la tubería y evite daños en la misma.

Las dimensiones de la zanja (anchura y profundidad) utilizada en la propuesta del presente estudio son las más habituales utilizadas en proyectos de redes de gas natural de M.O.P ≤ 5 bar y que se recogen a continuación:

DN	PE40	PE63	PE90	PE110	PE160	P200	P250	PE300
Zanja tipo	Tipo 1			Tipo 2		Tipo 2		
Ancho (m)	0,30			0,40		0,50		
Profundidad mínima de la zanja (m)	0,80			0,90		1,00		
Profundidad máxima (m)	1,20			1,20		1,20		

Tabla 32. Dimensiones de zanjas más habituales.

Uniones de tubería de polietileno (Electrofusión).

En el presente estudio se plantea como solución constructiva la unión de los diferentes tramos de la tubería mediante la unión por electrofusión.

5. Canalización de biometano.

La electrofusión consiste en la unión de tuberías o de tuberías y accesorios mediante el empleo de accesorios electrosoldables y haciendo uso de los equipos de soldadura correspondientes. El aspecto más importante para un correcto funcionamiento de la canalización de gas depende de la integridad de la unión. La normativa aplicable a las uniones realizadas en las tuberías de PE utilizadas para la conducción de gases combustibles viene recogida en la norma UNE-EN 1555-5.

ACCESORIOS ELECTROSOLDABLES DE ALTA SEGURIDAD

MANGUITOS

UB - Manguitos sin tope, SDR 11

PE 100 SDR11 Presión de servicio máxima admisible 16 bar (agua)/10 bar (gas)

Con resistencia calefactora vista para una transmisión óptima del calor, con gran profundidad de inserción, con zonas de soldadura extra anchas así como zonas frías para evitar el flujo de material fundido en los extremos y en el centro. Posibilita ejecución sin dispositivos de sujeción-alineadores.

Con testigos de fusión para controlar visualmente la soldadura.

Diámetro DN 400 y mayor con técnica de precalentamiento (DN 400 – DN 450, uso opcional: DN 500 – DN 900 requerida).

Diámetros especiales, rangos de presión y diseños bajo consulta.

Referencia	DN	Ud/Caja	€/Ud	Referencia	DN	Ud/Caja	€/Ud
616577	16	135	CONSULTAR	612673	200	1	23,99
612660	20	110	1,86	612674	225	1	33,90
612661	25	120	2,20	612675	250	1	60,42
616517	32	60	2,46	615073	280	1	84,99
616519	40	40	2,51	612670	315	1	99,90
616521	50	25	3,91	615074	355	1	163,21
612665	63	15	3,00	615075	400*	1	225,92
612666	75	50	VER MB	615076	450*	1	431,17
612667	90	30	7,20	615124	500*	1	465,07
612668	110	24	6,68	616312	560*	1	1.436,61
612669	125	16	11,97	616269	630*	1	1.627,10
615001	140	12	14,16	616313	710*	1	1.834,10
612671	160	8	13,96	616314	800*	1	4.670,65
612672	180	6	23,93	616440	900*	1	7.108,77

* zonas de soldadura separada

Los manguitos UB SDR11 pueden ser soldados en tuberías SDR11 a SDR17,6
Espesor mínimo de tubo a soldar: 3.0 mm

Ilustración 72. Ejemplo de accesorio utilizado en la electrofusión de PE.

La técnica de soldadura en tubería plástica conocida como fusión a tope consiste en la unión entre sí de tubos, o de tubos con accesorios, ambos de idéntico diámetro y espesor de pared, por calentamiento previo de las zonas de unión y posterior aplicación bajo presión. Sin embargo, este tipo de unión se queda descartada para la canalización de biometano desde el CETRA hasta el Polígono Industrial del Pla de la Vallonga.

La operativa durante la soldadura por electrofusión seguirá las recomendaciones recogidas en la Especificación Técnica de SEDIGAS para la manipulación y soldadura de polietileno para la distribución de gas.

5. Canalización de biometano.



Ilustración 73. Ejemplo de procedimiento de electrofusión en una tubería de PE.

Tapado de zanjas.

La profundidad de tapado de la zanja está definida por la distancia existente entre la superficie del terreno y la generatriz superior de la tubería. Previamente al tapado es necesario un relleno de la zanja con materiales seleccionados procedentes de la propia excavación, pero si se considerase que estos no son apropiados se podrán emplear otros materiales.

El tapado de la zanja consta de dos fases:

- Pre-tapado.
- Relleno.

Pre-tapado.

Consiste en hacer un tapado de la tubería en al menos, 10 cm de material seleccionado, bien procedente de la excavación o arena fina por encima de la generatriz superior. Antes de realizar el pre-tapado es necesario la comprobación del correcto estado de la tubería.

El material aportado debe ser apisonado manualmente comprobando que no quedan espacios huecos tanto en las partes inferiores como en las laterales.

Relleno

5. Canalización de biometano.

La fase de relleno se realiza por capas con espesor de 20 centímetros, cada una de estas capas deberá ser compactada. En el caso que las tierras procedentes de la excavación no fueran consideradas aptas para las labores de tapado por la presencia de elementos que pudieran dañar la tubería estas podrán ser sustituidas por zahorras o arenas.

Si por la localización de la zanja fuese necesario la colocación de elementos que permitan reducir las cargas sobre la tubería se optará preferiblemente por el empleo de losa de hormigón con la resistencia necesaria para evitar daños en la conducción.

Señalización del trazado.

En nuestro caso al discurrir parte del trazado por zonas agrícolas y rústicas será necesario instalar a lo largo del trazado señales que permitan localizar la situación de la tubería enterrada



Ilustración 74. Ejemplo de hito de señalización.

En general habrá un hito señalizador por cada kilómetro de tubería, además se instalará señales en los cambios de dirección que permitan localizar la tubería.

6. PRESUPUESTO Y VIABILIDAD ECONÓMICA



6. Presupuesto y viabilidad económica.

6.1. PRESUPUESTO.

A continuación, se recoge una valoración económica que supondría la implementación del sistema de upgrading para la obtención de biometano a partir de la corriente de biogás procedente del digestor instalado en el CETRA. El mismo fabricante proporcionó una estimación de los consumos eléctricos, consumos de carbón activado, costes de obra civil y mecánica, así como los costes derivados en la ingeniería de proyecto y dirección de obras incluidos en los mismos.

Para la valoración del coste de la canalización de biometano desde las instalaciones del CETRA hasta la entrada al polígono industrial Pla de la Vallonga se contactó con la empresa NEDGIA, empresa distribuidora de gas natural del grupo NATURGY que amablemente nos proporcionó el coste por metro de canalización para una red MOP 4 bar según las características abordadas en el apartado anterior. Dicho coste está estimado en 300 €/m y supone el conjunto de todas las actuaciones necesarias para la implementación de una canalización de gas natural y que se pueden resumir en:

- Estudios previos y afecciones.
- Trámites y gestiones con las administraciones.
- Obra civil.
- Suministro de materiales.
- Obra mecánica.
- Gestión de residuos.
- Estudio de seguridad y salud.
- Gastos indirectos y beneficio industrial.

En el caso del presente estudio debido a las similitudes entre el gas natural y el biometano, siendo ambos combustibles gaseosos de la segunda familia según

6. Presupuesto y viabilidad económica.

el índice de Wobbe es de aplicación la misma normativa referente al gas natural y especialmente la norma UNE-EN 60311 "Canalizaciones de distribución de combustibles gaseosos con presión máxima de operación hasta 5 bar" y la norma UNE-EN 1555 "Sistemas de canalización en materiales plásticos para el suministro de combustibles gaseosos".

La suma de los diferentes conceptos recogidos en el presente estudio asciende a:

**DOS MILLONES NOVECIENTOS DIECIOCHO MIL SETECIENTOS EUROS
(2.918.700,00 €)**



6. Presupuesto y viabilidad económica.

UNIDAD DE UPGRADING.

CONCEPTO		PRECIO	UNIDADES	IMPORTE
UNIDAD DE MEMBRANAS	€/ud	1.069.000,00 €	1	1.069.000,00 €
SISTEMA DE SECADO	€/ud	77.000,00 €	1	77.000,00 €
SISTEMA ELIMINACIÓN H ₂ S COV SILOXANOS	€/ud	81.000,00 €	1	81.000,00 €
SISTEMA DE ODORIZACIÓN	€/ud	17.000,00 €	1	17.000,00 €
COMPRESOR DE RECUPERACIÓN DE CALOR	€/ud	26.000,00 €	1	26.000,00 €
SISTEMA THERMO PAC	€/ud	82.000,00 €	1	82.000,00 €
CROMATÓGRAFO DE GASES	€/ud	31.000,00 €	1	31.000,00 €
			TOTAL	1.383.000,00 €

OBRA CIVIL UNIDAD DE UPGRADING.

CONCEPTO		PRECIO	UNIDADES	IMPORTE
EXCAVACIÓN Y CIMENTACIONES PARA ASENTAMIENTO DE LOS DIFERENTES MÓDULOS Y SISTEMA DE RECOGIDA DE CONDENSADOS	P/A	24.000,00 €	1	24.000,00 €
			TOTAL	24.000,00 €

OBRA MECÁNICA UNIDAD DE UPGRADING.

CONCEPTO		PRECIO	UNIDADES	IMPORTE
CONEXIÓN ENTRE UNIDAD DE UPGRADING , CANALIZACIÓN DE BIOGÁS Y CANALIZACIÓN BIOMETANO	P/A	100.000,00 €	1	24.000,00 €
ACOMETIDA ELÉCTRICA ,CONEXIONES ELÉCTRICAS DE LOS EQUIPOS Y SALA DE CONTROL Y ACCESO A INTERNET	P/A	6.000,00 €	1	6.000,00 €
PROTECCIÓN CONTRA RAYOS Y SISTEMA CONTRA INCENDIOS	P/A	9.000,00 €	1	9.000,00 €
			TOTAL	115.000,00 €

SISTEMA DE REGULACIÓN DE PRESIÓN.

CONCEPTO		PRECIO	UNIDADES	IMPORTE
SISTEMA REGULACIÓN DE PRESIÓN COMPUESTA POR REGULADOR Y VÁLVULAS DE SEGURIDAD	P/A	5.000,00 €	1	5.000,00 €
			TOTAL	5.000,00 €

CANALIZACIÓN DE BIOMETANO.

CONCEPTO		PRECIO	UNIDADES	IMPORTE
CANALIZACIÓN EN PE 100 SDR 11 DN 110 PARA M.O.P 4 bar	€/m	300,00 €	4.639	1.391.700,00 €
			TOTAL	1.391.700,00 €

6. Presupuesto y viabilidad económica.

RESUMEN.

CONCEPTO	IMPORTE
SISTEMA DE UPGRADING	1.383.000,00 €
OBRA CIVIL SISTEMA UPGRADING	24.000,00 €
OBRA MECÁNICA SISTEMA UPGRADING	115.000,00 €
REGULACIÓN DE PRESIÓN	5.000,00 €
CANALIZACIÓN DE BIOMETANO	1.391.700,00 €
TOTAL	2.918.700,00 €



6. Presupuesto y viabilidad económica.

6.2. VIABILIDAD.

Una vez obtenido el presupuesto se debe analizar la viabilidad económica de la producción de biometano para su posterior inyección en la red de gas natural en el caso concreto que se viene desarrollando en el presente estudio, ya que el desarrollo de futuros proyectos debe analizarse de forma particular a cada caso.

Un dato fundamental para determinar si un futuro proyecto basado en este estudio es económicamente sostenible lo encontramos en el precio de venta del biometano producido. Actualmente el mercado de gas renovable inyectado en la red de gas natural es un mercado trasfronterizo, lo que permite vender dicho gas con carácter renovable a aquella compañía comercializadora europea que mejores condiciones ofrezca, ya que en España actualmente el mercado del biometano se encuentra estancado, en gran parte por el lastre que supone que todavía no están implantadas unas garantías de origen a nivel nacional para el biometano. Hay que destacar que la venta de este gas renovable no solo está ligado exclusivamente a la venta de la molécula de CH₄, en la mayoría de las veces, la venta supone vender unos derechos de emisión de CO₂ negativo basados en que en los procesos de producción de biogás se produce una captación de CH₄ que generarían los residuos si no hubiesen sido sometidos a un proceso de biometanización. La aplicación de la Directiva 2018/2001 (RED II) relativa al fomento del uso de energías procedentes de fuentes renovables reconoce una huella de carbono negativa para el biometano, que puede llegar a los -200 gramos de CO₂ por MJ producido en el caso de tratamientos de purines de cerdo o estiércoles. Esta característica del biometano permite que tenga un valor añadido respecto a su homólogo fósil.

En general, la demanda de biometano en Europa supera la poca oferta que hoy en día está disponible, a pesar de las 800 plantas que actualmente están funcionando a escala comercial en Europa, lo que permitiría a proyectos realizados en España comercializar dicho biometano en países con fuerte demanda como Suiza, Países Bajos, Reino Unido e incluso Alemania. En estos países, sí se reconocen la huella de carbono negativa que supone el empleo de

6. Presupuesto y viabilidad económica.

biometano como se recoge en la Directiva R.E.D II (Directiva para el fomento de la energía renovable 2018), esto supondría la base para descarbonizar industrias como la cerámica o agroalimentaria, que actualmente se abastecen de gas natural.

Para conocer el precio de venta que supondría la venta de biometano producido a partir del tratamiento de residuos urbanos se contactó con NEDGIA, que nos facilitó que actualmente el precio de venta del biometano producido en las instalaciones del CETRA se encontraría en la horquilla de 45-50 €/MWh en función de la duración de la PPA o contrato de compraventa de energía (Power Purchase Agreement) acordada con la comercializadora. Actualmente la fórmula más utilizada para la compraventa de biometano entre el productor y la comercializadora es una PPA, lo que permite acordar un precio determinado durante el tiempo acordado, de modo que permite ofrecer cierta seguridad económica a los proyectos. Por regla general, a plazos más largos el precio de compraventa es menor, es decir, el menor precio es compensado por la certeza y seguridad que ofrece tener asegurada la venta a un precio determinado y evaluar la rentabilidad de la inversión. En el mercado actual, las PPA oscilan entre 5 y 10 años de duración, pudiéndose encontrar cifras por encima de los 50 €/MWh para el biometano producido por residuos municipales en PPA con duraciones inferiores a dos años, pero en el caso que nos ocupa se decidió desestimar estas ofertas en el estudio de viabilidad por la necesidad de asegurar la rentabilidad de la inversión durante los años necesarios hasta su amortización.

Para abordar la viabilidad de la implementación de este estudio se partió de un precio de venta de 45 €/MWh durante un plazo de 10 años. Para la financiación se simuló una fórmula mixta entre la aportación de recursos propios de la empresa productora de biometano y una financiación bancaria mediante préstamo a un interés del 8% durante 5 años. El peso de este préstamo supondría la financiación del 50% de la inversión y se ha estimado una inflación media del 2% anual para los próximos 10 años, con un valor residual a los 10 años de 0 €.

En la tabla 33 se recoge un resumen de los cálculos realizados en el Anexo IV.

6. Presupuesto y viabilidad económica.

CAPEX	2.918.700,00 €
OPEX	206.861,00 €/año
INGRESOS DE VENTA	1.138.098,20 €/año
FINANCIACIÓN VÍA PRÉSTAMO	1.459.350,00 €
T.A.E	8 %
INFLACIÓN ANUAL	2%
AMORTIZACIÓN	10 años
TASA DE DESCUENTO	10,67 %
VAN	1.377.867,99 €
T.I.R	20,8%
PAYBACK	4,2 años

Tabla 33. Parámetros económicos.

Como se puede apreciar en los datos obtenidos, la viabilidad económica de la implantación de un proyecto que tenga como objetivo la producción de biometano procedente del digestor, mediante membranas para su posterior canalización desde las instalaciones del C.E.T.R.A hasta el polígono industrial del Pla de la Vallonga es positiva, según los indicadores utilizados como son el VAN y el TIR, que permiten asegurar una rentabilidad a la inversión superior incluso a la deseada. Por su parte el PAYBACK o periodo de retorno de la inversión es de 4,2 años, puesto que se ha considerado una vida útil de las membranas de 10 años permite alcanzar una sostenibilidad económica. Hay que considerar que en la actualidad todavía están operando plantas de upgrading mediante membranas con una antigüedad superior a 10 años, estando la vida útil de las mismas supeditada a una correcta operación, en concreto a un correcto pre-tratamiento que evite un deterioro prematuro.

Aunque en este estudio se ha analizado una amortización a medio plazo (10 años) hay que considerar que transcurrida la vida útil de las membranas no supone una renovación completa de toda la planta, ya que la vida útil del resto de equipos, así como la canalización del biometano, presentan una vida útil muy

6. Presupuesto y viabilidad económica.

superior a las membranas, por lo que la rentabilidad a largo plazo, a pesar de la necesidad de un cambio de membranas, parece factible.



7. CONCLUSIONES.



7. Conclusiones.

Durante el presente estudio, se ha analizado situación actual en el sector del biogás y se ha evaluado de forma más concreta la producción de biometano a partir de tratamiento de los residuos municipales, empleando para ello la técnica de membranas. Se ha comprobado la existencia de viabilidad técnica, tanto en la producción del mismo, como la posibilidad de su conducción hasta el polígono industrial Pla de la Vallonga, en previsión a una futura ampliación de la red de distribución de gas natural.

Los contantes cambios legislativos que se están produciendo, como consecuencia de una mayor conciencia medioambiental, plasmados tanto a nivel europeo como a nivel nacional mediante el PNIEC 2021-2030 y la futura aprobación de la hoja de ruta del biogás y garantías de origen para los gases renovables, están dando una gran relevancia a gases renovables. El biometano permite la descarbonización del sector del gas, ofreciendo unas ventajas adicionales como son una economía circular, un tratamiento adecuado a los residuos y una disponibilidad inmediata debido a su madurez, basada en décadas de experiencia en la producción de biogás y la consolidación en los últimos años en las técnicas de limpieza del biogás hasta la calidad del gas natural. Este interés creciente hace que numerosas empresas comercializadoras de gas natural estén desarrollando estrategias y planes para la adquisición y promoción de este gas renovable, y por tanto existe en la actualidad un alza en los precios de compra del biometano, siendo por tanto un buen momento para que aquellos productores de biogás, que hasta la fecha habían destinado su producción para la generación eléctrica, evalúen la rentabilidad y las ventajas que puede conllevar la sustitución paulatina de los motores de cogeneración envejecidos por sistemas de upgrading de biogás y su inyección en la red gasista.

Como todo proyecto susceptible de materializarse la viabilidad económica es un aspecto fundamental, y aunque en este estudio se parte de una producción de biogás existente, y no se analizan los costes e inversiones derivados de la producción del mismo, se ha podido comprobar la existencia de una viabilidad económica intrínseca a la producción y canalización del biometano producido,

7. Conclusiones.

basada en indicadores como VAN y TIR, que nos aseguran una rentabilidad de la inversión con periodos de retorno adecuados y factibles.

Por tanto, con este estudio aparte de demostrar la existencia de viabilidad tanto técnica como económica en la producción de biometano, aplicado a un caso real y concreto, pretende dar a conocer la existencia de una alternativa para lograr los objetivos de descarbonización de la economía para el año 2050 y una disminución de los GEI para el año 2030, alternativa que puede ofrecer una solución inmediata a problemas que la gran apuesta por la electrificación en este momento no puede cubrir, y teniendo el convencimiento que a corto y medio plazo se desarrollaran números proyectos basados en el biogás y biometano, que aprovecharan el potencial existente y las ventajas que ofrece, especialmente en sectores como agroganadero, permitiendo colocar la producción nacional de biogás y biometano como unas de las más fructíferas de Europa.



BIBLIOGRAFÍA.



Bibliografía.

-THE ROLE OF ANAEROBIC DIGESTION AND BIOGAS IN THE CIRCULAR ECONOMY : Anton Fagerström ,Teodorita Al Seadi,Saija Rasi ,Tormod Briseid. IEA Bioenergy (2018).

- PURIFICACIÓN Y USOS DEL BIOGÁS. Luis Arellano, Antonio David Dorado, Marc Fortuny, David Gabriel, Xavier Gamisans, Armando González-Sánchez, Sergio Hernández, Javier Lafuente, Oscar Monroy, Mabel Mora, Sergio Revah, Hugo Sierra. UAB (2017).

-PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA (PANER) 2011 – 2020. IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.(2010).

-SITUACIÓN Y POTENCIAL DE GENERACIÓN DE BIOGÁS. ESTUDIO TÉCNICO PER 2011-2020. Andrés Pascual, Begoña Ruiz, Paz Gómez Xavier Flotats, Belén Fernández . IDAE (2011)

-BIOMASA: DIGESTORES ANAEROBIOS. IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2007).

-ANNUAL STATISTICAL REPORT OF THE EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION. EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION (2018).

-ESTUDIO BÁSICO DEL BIOGÁS. Agencia Andaluza de la Energía (2011).

-MANUAL DE BIOGÁS. María Teresa Varnero Moreno. PROYECTO CHI/00/G32 (2011).

-CURSO DE INTRODUCCIÓN A LA GESTIÓN DE VERTEDEROS. Nely Carreras (2010).

-OPTIMIZACIÓN DE LA DIGESTIÓN ANAEROBIADA PURINES DE CERDO MEDIANTE CODIGESTIÓN CON RESIDUOS ORGÁNICOS DE LA INDUSTRIA AGROALIMENTARIA. Antonia Elena Campos Pozuelo. Universitat de Lleida (2011).

Bibliografía.

- PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030.** Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020).

- PLAN INTEGRAL DE RESIDUOS DE LA COMUNITAT VALENCIANA.** Conselleria de Agricultura, Medio Ambiente, Cambio Climático y Desarrollo Rural (2019).

- BIOGAS UPGRADING TECHNOLOGIES – DEVELOPMENTS AND INNOVATIONS.** Anneli Petersson ,Arthur Wellinger . IEA Bioenergy (2009).

- CURSO DE FORMACIÓN ESPECIALIZADA EN BIOGÁS PARA PROFESIONALES.** Hernán Quiroz Marchant ,Cristián de la Cerda . Biogas Energía (2017).

- ANNUAL REPORT 2020.** European Biogas Association (2021).

- BIOGAS BAROMETER .** EurObserver (2020).

- SITUACIÓN ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS Y DE SU APROVECHAMIENTO.** M^a José Cuesta Santianes, Francisco Martín Sánchez, Gemma Vicente Crespo y Susana Villar Fernández. FUNDACIÓN MADRI+D (2017).

- GUÍA SOBRE EL BIOGÁS DESDE LA PRODUCCIÓN HASTA EL USO.** Programa Gestión Ambiental Urbana e Industrial en México (2010).

- REPORT OF ACTIVITIES 2019.** The Natural & bio Gas Vehicle Association (NGVA Europe) (2020).

- GUIDEBOOK ON SECURING FINANCING FOR BIOMETHANE INVESTMENTS.** Ilko Iliev , Carlo Pieroni , Mieke Decorte, Susanna Pflüger , Alexey Mozgovoy, Sebastian Stolpp . REGATRACE (REnewable GAs TRAded Centre in Europe) (2020).

Bibliografía.

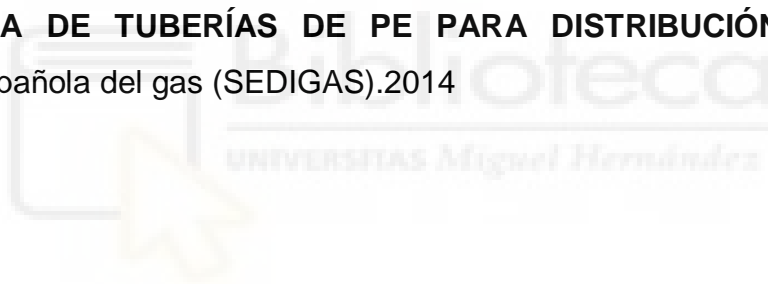
-EL SECTOR DEL BIOGÁS AGROINDUSTRIAL EN ESPAÑA. Dirección General de recursos agrícolas y ganaderos. Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino (2010).

- PLAN DE DESARROLLO DE GAS RENOVABLE. HOJA DE RUTA AL 2030. (SEDIGAS) Asociación Española del Gas (2018).

-EUROPEAN BIOMETHANE STANDARDS FOR GRID INJECTION AND VEHICLE FUEL USE. Arthur Wellinger . (EBA) European Biogas Association (2017).

- MEMBRANE-BASED TECHNOLOGIES FOR BIOGAS SEPARATIONS. Basu.S., Khan,A. , Cano-Odena,A. ,Liu,C. .Vankelecom (2010).

-ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SEDIGAS PARA LA MANIPULACIÓN Y SOLDADURA DE TUBERÍAS DE PE PARA DISTRIBUCIÓN DE GAS. Sociedad española del gas (SEDIGAS).2014



ANEXO I. PROPUESTAS DE LOS PROVEEDORES



Anexo I .Propuestas de proveedores.

OFERTA REALIZADA POR BRIGHT BIOMETHANE



Anexo I .Propuestas de proveedores.



Alcance estándar

Pos. 1 Sistema de Compresión de Biogás

- 1,01 Unidad de compresor de biogás instalado en el contenedor de membranas -
Presión de trabajo 16 bar
- Presión de succión 25-100 mbar
- 1,02 Filtro de polvo
- 1,03 Carcasa del compresor (en el contenedor de membranas)

Pos. 2 Sistema de Separación por Membranas

- 2,01 Membranas instaladas en el contenedor
- Carcasas para membranas
- Configuración patentada de tres etapas
- recuperación del 99.5% CH₄
- 2,02 Ensamblaje del contenedor de membranas, incluyendo:
- Ventiladores
- Calentadores
- Interruptor de flujo
- Detector de LEL
- 2,03 Válvula de control de presión de biometano
- 2,04 Válvula de control de presión del off -gas
- 2,05 Válvulas de seguridad de presión
- 2,06 Válvula de tres vías y otras válvulas
- 2,07 Conexión de tuberías y cableado (dentro de l contenedor), incluy endo:
- Del compres or a membran as
- Entre las tres etapas de membrana
- De las membrana s a los aparatos de análisis

Pos. 3 Análisis de Gas y Sistema de Instrumentación

- 3,01 Analizador de biogás (CH₄, CO₂, O₂, H₂S)
- 3,02 Analizador de biometano (CH₄, CO₂, O₂, H₂S)
- 3,03 Transmisores de presión
- 3,04 Transmisores de temperatura

B0718-00-0.04 off01 rev01 PurePac MI LKe ES 20200205.docx
Fecha: 05 February 2020
Aprobación : H. Klein Teeselink



Anexo I .Propuestas de proveedores.



3,05	Caudalímetro de biometano
3,06	Transmisor de punto de rocío
3,07	Reguladores de presión de calibración
3,08	Tuberías de calibración
3,09	Accesorios de calibración
3,10	Conexión de tuberías y cableado dentro del contenedor de membranas
3,11	Compresor de aire

Pos. 4 Sistema de Control y Automatización

4,01	Panel de control y MCC instalados en el contenedor de membranas (instalados en sala independiente para la cabina de control (ventilada))
4,02	Instalación y programación del PLC
4,03	Pantalla táctil para servicio en el sitio , operación y monitoreo
4,04	Módulo de internet para servicio fuera del sitio , operación y monitoreo

Pos. 5 Gestión de Proyectos

5,01	Gestión de proyectos e ingeniería
5,02	Documentación <ul style="list-style-type: none">- Especificación de los componentes- Manuales de operación y mantenimiento- Planos de la obra- Certificados CE
5,03	Test FAT

Pos. 6 Supervisión de la Obra y Pre -Puesta en Marcha

6,01	Supervisor de la obra para instalación del equipo <ul style="list-style-type: none">- Supervisión de la descarga y colocación del PurePac y estructuras adicionales- Supervisión de los trabajos mecánicos entre estructuras (tuberías, accesorios y aislamiento)- Supervisión de los trabajos eléctricos entre estructuras (Cableado e instrumentación de tierra)
6,02	Verificaciones mecánicas (conexiones mecánicas y pruebas de fugas)
6,03	Verificaciones eléctricas (conexiones eléctricas y pruebas I/O)
6,04	Protocolo mecánico completo

Pos. 7 Servicios de Obra

7,01	Personal de obra : <ul style="list-style-type: none">- Mano de obra y grúas para la descarga y colocación del PurePac y estructuras adicionales- Mecánicos para los trabajos mecánicos entre estructuras (tuberías y aislamiento)- Electricistas para los trabajos eléctricos entre estructuras (cableado e instrumentación de tierra)
------	--

B0718-00-0.04 off01 rev01 PurePac MI LKe ES 20200205.docx
Fecha: 05 February 2020
Aprobación : H. Klein Teeselink



Anexo I .Propuestas de proveedores.



- | | |
|------|---|
| 7,02 | Materiales :
- Tuberías de biogás entre estructuras
- Tuberías de enfriamiento de agua y aislamiento entre enfriadora, enfriamiento de biogás y compresor.
- Tubos de muestra
- Fuente de alimentación y cableado entre estructuras |
|------|---|

Pos. 8 Puesta en marcha

- | | |
|------|--|
| 8,01 | Pruebas del motor |
| 8,02 | Arranque en frío (sin biogás) |
| 8,03 | Pruebas de producción |
| 8,04 | Puesta a punto de los equipos |
| 8,05 | SAT (el protocolo básico SAT se puede proporcionar bajo petición) |
| 8,06 | Formación y demostración |

Opcionales

A continuación , encontrará las partes opcionales de la instalación

Pos. 9 Sistema de Filtrado de Biogás

- | | |
|------|---|
| 9,01 | Filtro de carbón activo incluyendo :
-2 filtro para la eliminación de H ₂ S (Configuración Master/Slave) (HDPE)
-1 filtro para la eliminación de COVs (HDPE) |
| 9,02 | Primer llenado de carbón activo |
| 9,03 | Instalado sobre soportes |
| 9,04 | Válvulas y tuberías entre filtros |
| 9,05 | Puntos de muestreo para el analizador de biogás (3 puntos) |

Pos. 10 Sistema de Enfriamiento de Biogás

- | | |
|-------|---|
| 10,01 | Enfriadora de agua para proporcionar agua fría a:
- Enfriador de biogás entrante
- Enfriador de biogás comprimido |
| 10,02 | Soplante de biogás |
| 10,03 | Enfriadora de biogás (estructura y tubos) |
| 10,04 | Caudalímetro de biogás (Masa Térmica) |
| 10,05 | Tuberías e instrumentación entre componentes |
| 10,06 | Soportes para 10,02 – 10,05 |

Pos. 11 Compresor de Recuperación de Calor

- | | |
|-------|--|
| 11,01 | Intercambiador de calor líquido -líquido (placa y marco) |
| 11,02 | Sensores de temperatura |

B0718-00-0.04 off01 rev01 PurePac MI LKe ES 20200205.docx
 Fecha: 05 February 2020
 Aprobación : H. Klein Teeselink



Anexo I .Propuestas de proveedores.



11,03 Enfriador de emergencia

Pos. 11 Tecnología ThermoPac

12,01 Bomba de calor para la recuperación de calor adicional
- Recuperación de calor del enfriamiento del biogás de entrada
- Recuperación de calor del enfriamiento del biogás comprimido
12,02 Aislamiento
12,03 Enfriador de emergencia
12,04 Cubierta

Pos. 13 Cromatógrafo de Gas

13,01 Cromatógrafo de gas (GC)

Pos. 14 Odoración THT

14,01 Regulador de flujo
14,02 Material de odorización

B0718-00-0.04 off01 rev01 PurePac MI LKe ES 20200205.docx
Fecha: 05 February 2020
Aprobación : H. Klein Teeselink



Anexo I .Propuestas de proveedores.



Instalación de enriquecimiento de 500 Nm³/h - PurePac MI

Precio alcance Básico :	€ 1,069,000.-
Pos. 1 Sistema de Compresión de Biogás	Incl.
Pos. 2 Sistema de Separación con Membranas	Incl.
Pos. 3 Análisis de Gas y Sistema de Instrumentación	Incl.
Pos. 4 Sistema de Control y Automatización	Incl.
Pos. 5 Gestión de Proyectos	Incl.
Pos. 6 Supervisión de la Obra y pre -Puesta en Marcha	Incl.
Pos. 7 Servicios de Obra	Incl.
Pos. 8 Puesta en Marcha	Incl.

Opcionales :

Pos. 9 Sistema de Filtrado de Biogás	€ 81,000.-
Pos. 10 Sistema de Enfriamiento del Biogás	€ 77,000.-
Pos. 11 Compresor de Recuperación de Calor	€ 26,000.-
Pos. 12 Tecnología ThermoPac	€ 82,000.-
Post-tratamiento	
Pos. 13 Cromatógrafo de Gas	€ 31,000.-
Pos. 14 Odoración THT	€ 17,000.-

Todos los precios anteriores se basan en el nivel de precios de 2021 y tienen una validez de 30 días después de la fecha en que la oferta ha sido enviada.

Entrega: DAP según Incoterms 2021

Moneda: Euro sin IVA

B0718-00-0.04 off01 rev01 PurePac MI LKe ES 20200205.docx
Fecha: 05 February 2020
Aprobación: H. Klein Teeselink



Anexo I .Propuestas de proveedores.



EXCLUSIONES

A continuación , puede encontrar la lista de exclusiones . Todos los productos aquí mencionados no son considerados en el alcance básico y opcional . Por favor , note que algunas de las partidas pueden ser ofertadas bajo petición .

- Todas las obras civiles y de tierra ;
- Cimentaciones para el/los contenedor/es , la ejecución de las cimentaciones se debe hacer en coordinación con Bright Biomethane ;
- Conexión a internet ;
- Cable de alimentación a la cabina de control ;
- Pozo y tuberías de condensados ;
- Recipiente de THT + llenado , recipiente del gas de calibración + llenado (normalmente son contratados por el cliente) ;
- Consumibles (Aceite, Agua y Glicol), el primer llenado de Carbón Activo está incluido .
- La obtención de los permisos necesarios ;
- Protección contra rayos, toma de tierra, conexión a gas externa y sistema de protección contra incendios ;
- Mantenimiento justo después de la puesta en marcha;
- Tasa e impuestos de importaciones/exportaciones;
- Todos los componentes no especificados o componentes ofrecidos como opcionales, excepto los que son necesarios para la funcionalidad de la unidad de enriquecimiento de biogás ;

B0718-00-0.04 off01 rev01 PurePac MI LKe ES 20200205.docx
Fecha: 05 February 2020
Aprobación : H. Klein Teeselink



Anexo I .Propuestas de proveedores.

OFERTA REALIZADA POR PRODEVAL.



Anexo I .Propuestas de proveedores.



1.DESCRIPCIÓN BÁSICA DE LOS EQUIPOS DEL SUMINISTRO

VALOGAZ®

El sistema VALOGAZ® está formado por el sistema de secado y soplante que impulsa el biogás a través de todo el sistema de enriquecimiento.

VALOPACK®

El sistema VALOPACK® está formado por los diferentes filtros de carbón activado para eliminar H₂S, COV y siloxanos que puede contener el biogás.

VALOPUR®

El sistema VALOPUR® es el sistema de enriquecimiento de membranas que se suministra instalado en el interior de un contenedor.

VALODOR®

El sistema VALODOR® es donde se produce la odorización del biometano obtenido mediante THT (tetrahidrotiofeno). Esta odorización es obligatoria para el biometano inyectado en red, y recomendable ante posibles fugas para el biometano de uso vehicular.

2. BALANCE DE MATERIA

Los valores de operación del sistema de enriquecimiento dependen del caudal y de la composición del biogás de entrada.

El rendimiento del equipo se indica en las condiciones nominales definidas.

Tabla 3. Balance del sistema de enriquecimiento para valores medios de composición

BIOGÁS	Caudal 1	Caudal 2
Caudal de biogás	300 Nm ³ /h	600 Nm ³ /h
% CH ₄ en biogás	55	55
% CO ₂ en biogás	44,5	44,5
% O ₂ en biogás	0,1	0,1
% N ₂ en biogás	0,4	0,4
BIOMETANO	Valor	Valor
% CH ₄ en biometano	97,83	97,83
Caudal de biometano (Nm ³ /h)	163,8	327,7

Oferta

LABAQUA SAU

C/ Córsega 112, Local 1, 08029 Barcelona

/ Tel. 965 10 60 70 // 932 530 740

/

www.labaqua.com

Anexo I .Propuestas de proveedores.



OFF-GAS	Valor	Valor
% CH ₄ en el off-gas	0,87	0,87
Caudal de CH ₄ en el off-gas (Nm ³ /h)	1,2	2,3
Caudal de off-gas (Nm ³ /h)	132,7	262,4
Rendimiento de depuración	99,3%	99,3%

3.CONSUMOS ESTIMADOS

A continuación se indican los consumos estimados de la instalación.

Tabla 4. Consumos estimados

Característica	Caudal 1	Caudal 2
Caudal de biogás (Nm ³ /h)	300	600
Carbón activado (T/año)	4,45	8,91
Aceite compresor (L/año)	120	160
Consumo eléctrico VALOPUR (kW/Nm ³)	0,264	0,243
Consumo eléctrico unidad (kW/Nm ³)	0,294	0,275

Tabla 5. Subproductos

Característica	Caudal 1	Caudal 2
Condensados (L/h)	< 10	< 20

Tabla 6. Energía recuperable (*)

Característica	Caudal 1	Caudal 2
Procedente del compresor (kWth)	48,69	89,65

(*) Si no se recupera los mismos ventiladores del compresor evacuarán el calor.

Anexo I .Propuestas de proveedores.



4. PRECIO Y CONDICIONES COMERCIALES

4.1. PRECIO DE VENTA

Descripción	300 Nm ³ /h Precio excl. IVA	600 Nm ³ /h Precio excl. IVA
1-VALOGAZ®		
Secador y soplante		
Soplante adicional con 100% capacidad de flujo		
2-VALOPACK®		
<i>Incluye</i>		
2 x filtros de carbón activo de 2 m ³		
Primera carga de carbón activado		
3-VALOPUR®		
<i>Incluye</i>		
VALOPUR®: unidad de enriquecimiento con membranas		
Contenedor de 40 pies		
VALODOR®: unidad de de odorización		
4-OTROS		
<i>Incluye</i>		
Transporte y descarga		
Instalación y puesta en marcha		
Formación		
Tuberías de interconexión de equipos		
Célula adicional de CH ₄ y CO ₂ para analizador de gas		
TOTAL	1.258.500 €	1.733.115€

Oferta
LABAQUA SAU

C/ Còrsega 112, Local 1, 08029 Barcelona

/ Tel. 965 10 60 70 // 932 530 740

/ www.labaqua.com

ANEXO II. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA APLICABLE.



Anexo II. Legislación y normativa aplicable.

Legislación y normativa aplicable al biogás y biometano.

-**Real Decreto 2818/1998**, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

-**Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

-**Real Decreto 1/2012**, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre-asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

-**Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

-**Real Decreto 646/2020**, de 7 de julio, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero.

-**Decreto 55/2019**, de 5 de abril, del Consell, por el que se aprueba la revisión del Plan integral de residuos de la Comunitat Valenciana.

-**Ley 22/2011**, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.

-**Ley 7/2021**, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.

-**UNE-EN 16723-1**. Gas natural y biometano para uso en transporte y biometano para inyección en la red de gas natural. Parte 1: Especificaciones para la inyección de biometano en la red de gas natural.

-**UNE-EN 16723-2**. Gas natural y biometano para uso en transporte y biometano para inyección en la red de gas natural. Parte 2: Especificaciones del combustible para automoción.

Anexo II. Legislación y normativa aplicable.

-**UNE-EN ISO 6976**. Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición

-**Real Decreto 919/2006**, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11

-**Resolución de 8 de octubre de 2018**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06, NGTS-07 y los protocolos de detalle PD-01 y PD-02.

-**Real Decreto 984/2015**, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

-**Directiva 2018/2001/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

-**Directiva 2009/28/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

-**Directiva 2003/55/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE.

-**Directiva 2014/34/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014 sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de aparatos y sistemas de protección para uso en atmósferas potencialmente explosivas (refundición)

Legislación y normativa aplicable a las canalizaciones y equipos de biogás y biometano.

-**Ley 34/1998**, 7 de octubre (B.O.E. de 8.10.98), del Sector de Hidrocarburos.

Anexo II. Legislación y normativa aplicable.

- **Ley 12/2007**, de 2 de julio de 2007, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

-**Real Decreto 1434/2002**, de 27 de diciembre por el que se regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de Autorización de instalaciones de gas natural.

-**Orden TEC/1367/2018**, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2019.

-**UNE-EN 1555-1**. Sistemas de canalización en materiales plásticos para el suministro de combustibles gaseosos. Polietileno (PE). Parte 1: Generalidades

-**UNE-EN 1555-2**. Sistemas de canalización en materiales plásticos para el suministro de combustibles gaseosos. Polietileno (PE). Parte 2: Tubos

-**UNE-EN 1555-3**. Sistemas de canalización en materiales plásticos para el suministro de combustibles gaseosos. Polietileno (PE). Parte 3: Accesorios

-**UNE-EN 1555-4**. Sistemas de canalización en materiales plásticos para el suministro de combustibles gaseosos. Polietileno (PE). Parte 4: Válvulas

-**UNE-EN 1555-5**. Sistemas de canalización en materiales plásticos para el suministro de combustibles gaseosos. Polietileno (PE). Parte 5: Aptitud al uso del sistema.

-**UNE-EN 1555-7**. Sistemas de canalización en materiales plásticos para el suministro de combustibles gaseosos. Polietileno (PE). Parte 7: Guía para la evaluación de la conformidad.

-**UNE-EN 12186**. Sistemas de distribución de gas. Estaciones de regulación de presión de gas para el transporte y la distribución. Requisitos de funcionamiento.

Anexo II. Legislación y normativa aplicable.

- UNE-EN 12327.** Sistemas de suministro de gas. Ensayos de presión, puesta en servicio y fuera de servicio. Requisitos de funcionamiento.
- UNE-EN 437.** Gases de ensayo. Presiones de ensayo. Categorías de los aparatos.
- UNE-EN 60670.** Instalaciones receptoras de gas suministradas a una presión máxima de operación (MOP) inferior o igual a 5 bar
- UNE-EN 60302.** Canalizaciones para combustibles gaseosos. Emplazamiento.
- UNE-EN 60311.** Canalizaciones de distribución de combustibles gaseosos con presión máxima de operación hasta 5 bar.
- UNE-EN 60312.** Estaciones de Regulación para canalizaciones de distribución de combustibles gaseosos con presión de entrada no superior a 16 bar.
- UNE-EN 334.** Dispositivos de regulación de presión de gas (reguladores) para presiones de entrada inferiores o iguales a 100 bar.
- UNE-EN ISO 4126-1.** Dispositivos de seguridad para la protección contra la presión excesiva. Parte 1: Válvulas de seguridad.
- UNE-EN ISO 4126-4.** Dispositivos de seguridad para la protección contra la presión excesiva. Parte 4: Válvulas de seguridad pilotadas.
- UNE-EN ISO 4126-5.** Dispositivos de seguridad para la protección contra la presión excesiva. Parte 5: Dispositivos de seguridad de descarga controlados frente a las sobrepresiones.
- UNE-EN 12007.** Sistemas de suministro de gas. Canalizaciones con presión máxima de operación inferior o igual a 16 bar.
- UNE-EN 13463-1.** Equipos no eléctricos para atmósferas potencialmente explosivas. Parte 1 Requisitos y metodología básica.

Anexo II. Legislación y normativa aplicable.

- UNE-EN 13463-2.** Equipos no eléctricos para atmósferas potencialmente explosivas. Parte 2: Protección por envolvente con circulación restringida.
- UNE-EN 13463-3.** Equipos no eléctricos para atmósferas potencialmente explosivas. Parte 3: Protección por envolvente anti-deflagrante.
- UNE-EN 13463-5.** Equipos no eléctricos para atmósferas potencialmente explosivas. Parte 5: Protección por circulación restringida.
- UNE-EN 13463-6.** Equipos no eléctricos para atmósferas potencialmente explosivas. Parte 6: Protección por control de las fuentes de ignición.
- UNE-EN 13463-8.** Equipos no eléctricos para atmósferas potencialmente explosivas. Parte 8: Protección por inmersión en líquido.
- UNE-EN 14382.** Dispositivos de seguridad para estaciones e instalaciones de regulación de presión de gas. Dispositivos de seguridad de corte de gas para presiones de entrada inferiores o iguales a 100 bar.
- UNE-EN 14460.** Equipos resistentes a las explosiones.
- UNE-EN 60079.** Atmósferas explosivas.
- Real Decreto 2060/2008**, de 12 de Diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Real Decreto 709/2015**, de 24 de julio, por el que se establecen los requisitos esenciales de seguridad para la comercialización de los equipos a presión.
- **Real Decreto 144/2016**, de 8 de abril, por el que se establecen los requisitos esenciales de salud y seguridad exigibles a los aparatos y sistemas de protección para su uso en atmósferas potencialmente explosivas.

ANEXO III. CÁLCULO DE PROPIEDADES DEL BIOMETANO



Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

Para el cálculo de las propiedades físicas del biometano producido como son el PCS (poder calorífico superior), densidad relativa e índice de Wobbe se seguirá las instrucciones recogidas en la norma UNE-EN 6976 en su versión del 2016 a partir de la composición recogida en la tabla 24.

Poder calorífico superior:

Se define como la cantidad de calor producido en una combustión completa en aire de una cantidad específica de gas, de forma que la presión p_1 a la que tiene lugar la reacción, permanezca constante, y todos los productos de la combustión se conduzcan a la misma temperatura t_1 especificada para los reactivos, estando todos los productos en un estado gaseoso, exceptuando al agua formada por la combustión, que estará en estado líquido a la temperatura t_1 .

El poder calorífico molar superior, a la temperatura t_1 , de una mezcla de composición establecida, se debe calcular mediante la ecuación:

$$(Hc)_G(t_1) = (Hc)_G^0(t_1) = \sum_{j=1}^N x_j \cdot [(Hc)_G^0]_j(t_1)$$

Donde;

$(Hc)_G^0(t_1)$ es el valor molar del PCS del gas ideal de la mezcla.

$(Hc)_G(t_1)$ es el valor molar del poder PCS del gas real de la mezcla.

$[(Hc)_G^0]_j(t_1)$ es el valor molar del PCS ideal del componente j .

x_j es la fracción molar del componente j .

El valor molar del poder calorífico del gas ideal, de un gas real o de una mezcla de gas, se define según esta norma como una cantidad de valor positivo. En la

Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

tabla 3, aparecen las entalpías normalizadas molares de combustión, expresadas como cantidades positivas.

Tabla 3 – Valores molares del poder calorífico superior para los componentes del gas natural en el estado de gas ideal a las diferentes temperaturas de combustión de referencia

j	Componente	Poder calorífico superior $[(Hc)_G^0](t_1)$ kJ·mol ⁻¹ del gas ideal a las diferentes temperaturas de referencia					u(Hc)
		0 °C	15 °C	15,55 °C	20 °C	25 °C	
1	Metano	892,92	891,51	891,46	891,05	890,58	0,19
2	Etano	1 564,35	1 562,14	1 562,06	1 561,42	1 560,69	0,51
3	Propano	2 224,03	2 221,10	2 220,99	2 220,13	2 219,17	0,51
4	n-butano	2 883,35	2 879,76	2 879,63	2 878,58	2 877,40	0,72
5	2-metilpropano	2 874,21	2 870,58	2 870,45	2 869,39	2 868,20	0,72
6	n-pentano	3 542,91	3 538,60	3 538,45	3 537,19	3 535,77	0,23
7	2-metilbutano	3 536,01	3 531,68	3 531,52	3 530,25	3 528,83	0,23
8	2,2-dimetilpropano	3 521,75	3 517,44	3 517,28	3 516,02	3 514,61	0,25
9	n-hexano	4 203,24	4 198,24	4 198,06	4 196,60	4 194,95	0,32
10	2-metilpentano	4 195,64	4 190,62	4 190,44	4 188,97	4 187,32	0,53
11	3-metilpentano	4 198,27	4 193,22	4 193,04	4 191,56	4 189,90	0,53
12	2,2-dimetilbutano	4 185,86	4 180,83	4 180,65	4 179,17	4 177,52	0,48
13	2,3-dimetilbutano	4 193,68	4 188,61	4 188,43	4 186,94	4 185,28	0,46
14	n-heptano	4 862,88	4 857,18	4 856,98	4 855,31	4 853,43	0,67
15	n-octano	5 522,41	5 516,01	5 515,78	5 513,90	5 511,80	0,76
16	n-nonano	6 182,92	6 175,82	6 175,56	6 173,48	6 171,15	0,81
17	n-decano	6 842,69	6 834,90	6 834,62	6 832,33	6 829,77	0,87
56	n-undecano	7 502,22	7 493,73	7 493,42	7 490,93	7 488,14	1,54
57	n-dodecano	8 162,43	8 153,24	8 152,91	8 150,21	8 147,19	1,13
58	n-tridecano	8 821,88	8 811,99	8 811,63	8 808,73	8 805,48	1,21
59	n-tetradecano	9 481,71	9 471,12	9 470,73	9 467,63	9 464,15	1,32
60	n-pentadecano	10 141,65	10 130,23	10 129,82	10 126,52	10 122,82	1,44
18	eteno	1 413,55	1 412,12	1 412,07	1 411,65	1 411,18	0,21
19	propeno	2 061,57	2 059,43	2 059,35	2 058,73	2 058,02	0,34
20	1-buteno	2 721,57	2 718,71	2 718,60	2 717,76	2 716,82	0,39
21	cis-2-buteno	2 714,88	2 711,94	2 711,83	2 710,97	2 710,00	0,50
22	trans-2-buteno	2 711,09	2 708,26	2 708,16	2 707,33	2 706,40	0,47
23	2-metilpropeno	2 704,88	2 702,06	2 701,96	2 701,13	2 700,20	0,42
24	1-penteno	3 381,32	3 377,76	3 377,63	3 376,59	3 375,42	0,73
25	propadieno	1 945,26	1 943,97	1 943,92	1 943,54	1 943,11	0,60
26	1,2-butadieno	2 597,15	2 595,12	2 595,05	2 594,46	2 593,79	0,40
27	1,3-butadieno	2 544,14	2 542,11	2 542,03	2 541,44	2 540,77	0,41
28	etino	1 301,86	1 301,37	1 301,35	1 301,21	1 301,05	0,32
29	ciclopentano	3 326,14	3 322,19	3 322,05	3 320,89	3 319,59	0,36
30	metilciclopentano	3 977,05	3 972,46	3 972,29	3 970,95	3 969,44	0,56
31	etilciclopentano	4 637,20	4 631,93	4 631,74	4 630,20	4 628,47	0,71
32	ciclohexano	3 960,68	3 956,02	3 955,85	3 954,49	3 952,96	0,32
33	metilciclohexano	4 609,33	4 604,08	4 603,89	4 602,36	4 600,64	0,71
34	etilciclohexano	5 272,76	5 266,90	5 266,69	5 264,97	5 263,05	0,95
35	benceno	3 305,12	3 302,90	3 302,81	3 302,16	3 301,43	0,27

Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

		Poder calorífico superior $[(Hc)_G^0](t_1)$ kJ·mol ⁻¹ del gas ideal a las diferentes temperaturas de referencia					$u(Hc)$
j	Componente	0 °C	15 °C	15,55 °C	20 °C	25 °C	
36	tolueno	3 952,77	3 949,83	3 949,72	3 948,86	3 947,89	0,51
37	etilbenceno	4 613,16	4 609,54	4 609,40	4 608,34	4 607,15	0,66
38	o-xileno	4 602,18	4 598,64	4 598,52	4 597,48	4 596,31	0,76
39	metanol	766,60	765,09	765,03	764,59	764,09	0,13
40	metanotiol	1 241,64	1 240,28	1 240,23	1 239,84	1 239,39	0,32
41	hidrógeno	286,64	286,15	286,13	285,99	285,83	0,02
42	agua (véase nota 3)	45,064	44,431	44,408	44,222	44,013	0,004
43	sulfuro de hidrógeno	562,93	562,38	562,36	562,19	562,01	0,23
44	amoníaco	384,57	383,51	383,47	383,16	382,81	0,18
45	cianuro de hidrógeno	671,92	671,67	671,66	671,58	671,50	1,26
46	monóxido de carbono	282,80	282,91	282,91	282,95	282,98	0,06
47	sulfuro carbonilo	548,01	548,14	548,15	548,19	548,23	0,24
48	disulfuro carbónico	1 104,05	1 104,32	1 104,33	1 104,40	1 104,49	0,43

NOTA 1 Todos los valores $[(Hc)_G^0](t_1)$ para $t_1 = 25$ °C tomados de la referencia [6] excepto para el metano ($j = 1$) que se desarrolla en detalle como un caso especial en el Informe Técnico ISO/TR 29922, el agua (véase la Nota 3) y los n-alcános C11 a C15 (véase el Informe Técnico ISO/TR 29922). Los valores de $[(Hc)_G^0](t_1)$ para $t_1 = 20$ °C, 15,55 °C, 15 °C y 0 °C se han obtenido de los valores correspondientes a 25 °C por medio de los cálculos prescritos del tipo descrito en la Norma ISO/TR 29922.

NOTA 2 El valor de $u(Hc)$ para el metano se toma del apartado 8.1.5 del Informe Técnico ISO/TR 29922. Para otros componentes, el valor de $u(Hc)$ se ha estimado de acuerdo con el método descrito en otra parte del Informe Técnico ISO/TR 29922.

NOTA 3 El poder calorífico no-cero del vapor de agua ($j = 42$) se deriva directamente de la definición de poder calorífico superior que requiere la condensación al estado líquido de todo el vapor de agua en los productos de combustión. Por lo tanto cualquier vapor de agua presente en un gas aporta su calor latente de vaporización al poder calorífico de la mezcla. Los valores indicados se toman del capítulo A.4. Para una explicación más completa véase el Informe Técnico ISO/TR 29922.

Densidad relativa.

Se define como la densidad del gas dividida por la densidad del aire seco, con la composición de referencia y en las mismas condiciones específicas de presión y de temperatura.

La densidad relativa del gas real en las condiciones de referencia (t_2, p_2) se calculan como:

$$G(t_2, p_2) = \frac{G^0 \cdot Z_{\text{aire}}(t_2, p_2)}{Z(t_2, p_2)}$$

$G(t_2, p_2)$ es la densidad relativa del gas real.

Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

G^0 es la densidad relativa de un gas ideal.

$Z(t_2, p_2)$ es el factor de compresión del gas.

$Z_{\text{aire}}(t_2, p_2)$ es el factor de compresión del aire seco de la composición de referencia.

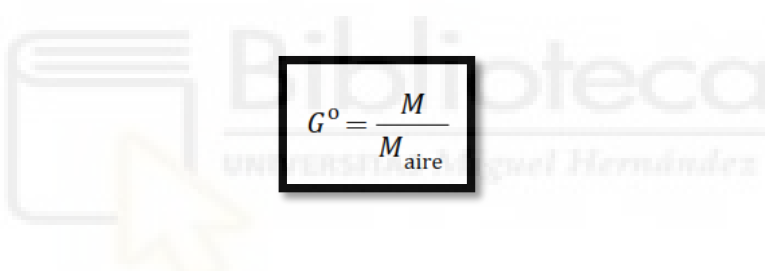
$$Z_{\text{aire}}(t_2 = 0^\circ, p_0) = 0,999\ 419;$$

$$Z_{\text{aire}}(t_2 = 15^\circ, p_0) = 0,999\ 595;$$

$$Z_{\text{aire}}(t_2 = 15,55^\circ, p_0) = 0,999\ 601;$$

$$Z_{\text{aire}}(t_2 = 20^\circ, p_0) = 0,999\ 645;$$

La densidad relativa de un gas ideal será completamente independiente del estado de referencia, y se calcula como:


$$G^0 = \frac{M}{M_{\text{aire}}}$$

G^0 es la densidad relativa del gas ideal.

M es la masa molar de la mezcla.

M_{aire} es la masa molar del aire seco de composición de referencia.

$$M = \sum_{j=1}^N x_j \cdot M_j$$

M_j es la masa molar del componente j ;

Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

Para la composición del aire de referencia se utiliza el Informe Técnico ISO/TR 29922, donde se considera el valor para $M_{aire} = (28,96546 \pm 0,00017)$ kg·mol⁻¹.

Factor de compresión.

Se define como el volumen real de una cantidad de gas a una presión y temperatura dadas y dividido por su volumen, en las mismas condiciones calculadas según la ley de gases ideales.

$$Z(t_2, p_2) = 1 - \left(\frac{p_2}{p_0} \right) \times \left[\sum_{j=1}^N x_j \cdot s_j(t_2, p_0) \right]^2$$

Donde p_0 es igual a 101,325 kPa y la presión de referencia p_2 se expresa en las mismas unidades. El sumatorio se realiza para los N componentes de la mezcla y la fórmula será válida para el rango comprendido entre los 90 y 110 kPa. Los valores denominados factor sumatorio $s_j(t_2, p_0)$ se toman de la tabla 2.

Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

Tabla 2 – Factores de suma para los componentes del gas natural
a las diferentes temperaturas de medida de referencia

j	Componente	Factor de suma s_j a las diferentes temperaturas de medida de referencia				$u(s_j)$
		0 °C	15 °C	15,55 °C	20 °C	
1	Metano	0,048 86	0,044 52	0,044 37	0,043 17	0,000 5
2	Etano	0,099 7	0,091 9	0,091 6	0,089 5	0,001 1
3	Propano	0,146 5	0,134 4	0,134 0	0,130 8	0,001 6
4	n-butano	0,202 2	0,184 0	0,183 4	0,178 5	0,003 9
5	2-metilpropano	0,188 5	0,172 2	0,171 7	0,167 3	0,003 1
6	n-pentano	0,258 6	0,236 1	0,235 4	0,229 5	0,010 7
7	2-meltibutano	0,245 8	0,225 1	0,224 4	0,218 9	0,008 8
8	2,2-dimetilpropano	0,224 5	0,204 0	0,203 3	0,197 9	0,006 0
9	n-hexano	0,331 9	0,300 1	0,299 0	0,290 7	0,027 1
10	2-meltipentano	0,311 4	0,282 6	0,281 6	0,274 0	0,022 1
11	3-metilpentano	0,299 7	0,276 2	0,275 4	0,269 0	0,023 4
12	2,2-dimetilbutano	0,253 0	0,235 0	0,234 4	0,229 5	0,017 3
13	2,3-dimetilbutano	0,283 6	0,263 2	0,262 5	0,256 9	0,020 7
14	n-heptano	0,407 6	0,366 8	0,365 4	0,354 7	0,100 1
15	n-octano	0,484 5	0,434 6	0,432 9	0,419 8	0,100 2
16	n-nonano	0,561 7	0,503 0	0,501 0	0,485 6	0,100 6
17	n-decano	0,671 3	0,599 1	0,596 7	0,577 8	0,100 6
56	n-undecano	0,722 8	0,640 2	0,637 4	0,615 9	0,100 6
57	n-dodecano	0,856 7	0,761 5	0,758 3	0,733 5	0,100 6
58	n-tridecano	0,912 9	0,806 1	0,802 6	0,774 8	0,100 6
59	n-tetradecano	1,013 5	0,894 0	0,890 0	0,858 9	0,100 6
60	n-pentadecano	1,117 6	0,984 9	0,980 4	0,945 9	0,100 6
18	eteno	0,086 8	0,079 9	0,079 7	0,077 8	0,001 0
19	propeno	0,138 1	0,126 7	0,126 3	0,123 2	0,001 6
20	1-buteno	0,196 4	0,177 6	0,177 0	0,172 1	0,004 1
21	cis-2-buteno	0,207 5	0,187 0	0,186 3	0,181 0	0,004 5
22	trans-2-buteno	0,207 2	0,186 8	0,186 2	0,180 9	0,004 3
23	2-metilpropeno	0,196 6	0,177 7	0,177 0	0,172 1	0,003 7
24	1-penteno	0,262 2	0,229 7	0,228 7	0,220 8	0,010 2
25	propadieno	0,141 7	0,131 3	0,131 0	0,128 2	0,002 5
26	1,2-butadieno	0,206 3	0,186 2	0,185 5	0,180 3	0,011 0
27	1,3-butadieno	0,199 3	0,173 9	0,173 1	0,167 3	0,003 8
28	etino	0,093 6	0,083 6	0,083 3	0,080 8	0,002 4

Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

j	Componente	Factor de suma s_j a las diferentes temperaturas de medida de referencia				$u(s_j)$
		0 °C	15 °C	15,55 °C	20 °C	
29	ciclopentano	0,240 9	0,222 1	0,221 5	0,216 4	0,013 7
30	metilciclopentano	0,281 7	0,261 2	0,260 5	0,254 8	0,026 2
31	etilciclopentano	0,422 7	0,368 4	0,366 6	0,353 1	0,100 6
32	ciclohexano	0,293 9	0,268 6	0,267 7	0,261 0	0,032 5
33	metilciclohexano	0,366 7	0,331 7	0,330 5	0,321 3	0,066 8
34	etilciclohexano	0,527 5	0,454 7	0,452 4	0,434 5	0,100 6
35	benceno	0,275 2	0,252 7	0,252 0	0,246 0	0,027 4
36	tolueno	0,372 6	0,335 9	0,334 7	0,325 1	0,100 2
37	etilbenceno	0,412 9	0,379 7	0,378 5	0,369 4	0,100 2
38	o-xileno	0,485 2	0,441 1	0,439 6	0,427 7	0,100 4
39	metanol	0,580 6	0,446 4	0,442 3	0,411 7	0,023 3
40	metanotiol	0,190 9	0,170 0	0,169 3	0,164 0	0,011 7
41	hidrógeno	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	0,025 0
42	agua	0,309 3	0,256 2	0,254 6	0,241 9	0,015 0
43	sulfuro de hidrógeno	0,100 6	0,092 3	0,092 0	0,089 8	0,002 3
44	amoníaco	0,123 0	0,110 0	0,109 6	0,106 2	0,002 1
45	cianuro de hidrógeno	0,317 5	0,276 5	0,275 1	0,264 4	0,007 6
46	monóxido de carbono	0,025 8	0,021 7	0,021 5	0,020 3	0,001 0
47	sulfuro carbonilo	0,121 1	0,111 4	0,111 0	0,108 4	0,005 4
48	disulfuro carbónico	0,218 2	0,195 8	0,195 1	0,189 4	0,009 8
49	helio	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	0,025 0
50	neón	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	0,025 0
51	argón	0,030 7	0,027 3	0,027 2	0,026 2	0,001 0
52	nitrógeno	0,021 4	0,017 0	0,016 9	0,015 6	0,001 0
53	oxígeno	0,031 1	0,027 6	0,027 5	0,026 5	0,001 0
54	dióxido de carbono	0,082 1	0,075 2	0,074 9	0,073 0	0,002 0
55	dióxido de azufre	0,157 9	0,140 6	0,140 0	0,135 6	0,003 5

NOTA Los valores de s_j y $u(s_j)$ indicados anteriormente se han obtenido mediante los métodos descritos en el Informe Técnico ISO/TR 29922. Todos los valores se refieren a una presión p_0 de 101,325 kPa (14,696 psi).

Índice de Wobbe superior.

Se define como el valor volumétrico del poder calorífico superior en las condiciones de referencia especificadas, dividido por la raíz cuadrada de la densidad relativa en las mismas condiciones de medida de referencia especificadas.

Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

Si no se especifica y en ausencia de otro calificativo, el índice de Wobbe se entiende como índice de Wobbe superior.

El índice de Wobbe superior del gas real se debe calcular como:

$$W_G(t_1; t_2, p_2) = \frac{(Hv)_G(t_1; t_2, p_2)}{\sqrt{G(t_2, p_2)}}$$

$W_G(t_1; t_2, p_2)$

es el índice de Wobbe superior del gas real.

$(Hv)_G(t_1; t_2, p_2)$

es el valor volumétrico del poder calorífico del gas real de la mezcla.

El valor volumétrico del poder calorífico superior del gas real, en una combustión a una temperatura t_1 de una mezcla de composición conocida, medida a una temperatura t_2 y a una presión p_2 , se debe calcular como:

$$(Hv)_G(t_1; t_2, p_2) = \frac{(Hc)_G^o(t_1)}{V}$$

$(Hv)_G(t_1; t_2, p_2)$

es el valor volumétrico del poder calorífico del gas real de la mezcla;

V es el volumen molar del gas real de la mezcla, que se debe calcular como:

$$V = Z(t_2, p_2) \cdot R \cdot T_2 / p_2$$

Siendo R ;

Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

Constante molar del gas $R/J \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1}$
8,314 462 1

Una vez establecidos los principios establecidos en la norma UNE-EN 6976:2016 se realiza el cálculo de las propiedades de biometano producido cuyos cálculos se resumen a continuación.

Cálculo masa molar de la mezcla.

Para los calculos descritos a continuación se tendra en cuenta la composición del biogás obtenido en el digestor, la cual se normalizará para obtener un valor de 100%.

Composición	%	Fracción molar
CH4	97,61714%	0,976171
CO2	2,30276%	0,023028
N2	0,03004%	0,000300
O2	0,05006%	0,000501
total	100,00%	1,00

Masa molar

tabla 1

CH4	16,04246	kg/kmol
CO2	44,00950	kg/kmol
N2	28,01340	kg/kmol
O2	31,99880	kg/kmol

$$M = \sum_{j=1}^N x_j \cdot M_j$$

M	16,69806	kg/kmol
---	----------	---------

Cálculo factor de compresión

t ₂	0	°C
p ₀	101,325	kPa
p ₂	101,325	kPa

Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

s_j	tabla 2 (t_2, p_0)
CH4	0,04886
CO2	0,0821
N2	0,0214
O2	0,0311

$$Z(t_2, p_2) = 1 - \left(\frac{p_2}{p_0} \right) \times \left[\sum_{j=1}^N x_j \cdot s_j(t_2, p_0) \right]^2$$

Z **0,997539**

Cálculo densidad de la mezcla y densidad relativa.

M aire=	28,96546	kg/mol
Zaire=	0,999419	($t_2=0$; p_0)

$$G^0 = \frac{M}{M_{\text{aire}}}$$

G⁰ **0,576481707**

$$G(t_2, p_2) = \frac{G^0 \cdot Z_{\text{aire}}(t_2, p_2)}{Z(t_2, p_2)}$$

G(t_2, p_2) **0,5776**

D	0,7468	kg/Nm ³	Densidad de la mezcla (t_2, p_2)
----------	---------------	--------------------	--------------------------------------

Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

Cálculo poder calorífico superior molar.

$$(Hc)_G(t_1) = (Hc)_G^0(t_1) = \sum_{j=1}^N x_j \cdot [(Hc)_G^0]_j(t_1)$$

Composición	Fracción molar	$(Hc)_G^0(t_1=0^\circ\text{C})$ (tabla 3)	
CH4	0,9761714	892,92	kJ/mol
CO2	0,02302763	0	kJ/mol
N2	0,00030036	0	kJ/mol
O2	0,0005006	0	kJ/mol

$(Hc)_G(t_1)$	871,6429665 kJ/mol
---------------	---------------------------

Cálculo poder calorífico superior (volumétrico) gas ideal de la mezcla.

$$(Hv)_G^0(t_1; t_2, p_2) = \frac{(Hc)_G^0(t_1)}{V^0}$$

T ₂	273,15	K
R	8,3144621	J/mol k
V ⁰	22,4139681	l/mol

$(Hv)_G^0(t_1; t_2, p_2)$	38,8883825 kJ/mol
---------------------------	--------------------------

Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

Cálculo poder calorífico superior (volumétrico) gas real de la mezcla.

$$V = Z(t_2, p_2) \cdot R \cdot T_2 / p_2$$

V	22,3588077	l/mol
---	------------	-------

$$(Hv)_G(t_1; t_2, p_2) = \frac{(Hc)_G^0(t_1)}{V}$$

(Hv)_G (t₁ ; t₂, p₂)	38,9843223	kJ/mol
	10,829	kWh/Nm ³

Cálculo índice de Wobbe.

$$W_G(t_1; t_2, p_2) = \frac{(Hv)_G(t_1; t_2, p_2)}{\sqrt{G(t_2, p_2)}}$$

(Hv) _G (t ₁ ; t ₂ , p ₂)	38,9843223	
W _G (t ₁ ; t ₂ , p ₂)	51,2965749	kJ/mol
	14,249	kWh/Nm ³

Para el resto de propiedades no recogidas en la norma se hace uso del software HYSYS partiendo de la composición del biometano, las condiciones de referencia 0°C y 1,01325 bar, bajo estas condiciones todos los componentes del biometano se encontrarán en fase vapor.

Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

6		Material Stream: biometano 97,5%		Fluid Package:	Basis-1
7				Property Package:	Peng-Robinson
8					
9					
10		CONDITIONS			
11		Overall	Vapour Phase		
12	Vapour / Phase Fraction	1.0000 *	1.0000		
13	Temperature: (C)	0.0000 *	0.0000		
14	Pressure: (bar)	1.01325 *	1.01325		
15	Molar Flow (Nm3/h(gas))	281.0 *	281.0		
16	Mass Flow (kg/h)	209.3	209.3		
17	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	0.6715	0.6715		
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-8.301e+004	-8.301e+004		
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	181.0	181.0		
20	Heat Flow (kcal/h)	-2.487e+005	-2.487e+005		
21	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	295.7 *	295.7		
22		PROPERTIES			
23		Overall	Vapour Phase		
24					
25	Molecular Weight	16.69	16.69		
26	Molar Density (kgmole/m3)	4.475e-002	4.475e-002		
27	Mass Density (kg/m3)	0.7469	0.7469		
28	Act. Volume Flow (m3/h)	280.1	280.1		
29	Mass Enthalpy (kcal/kg)	-1189	-1189		
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	10.85	10.85		
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	35.26	35.26		
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.112	2.112		
33	LHV Molar Basis (Std) (kcal/kgmole)	1.873e+005	1.873e+005		
34	HHV Molar Basis (Std) (kcal/kgmole)	2.065e+005	2.065e+005		
35	HHV Mass Basis (Std) (kcal/kg)	1.237e+004	1.237e+004		
36	CO2 Loading	---	---		
37	CO2 App ML Con (kgmole/m3)	---	---		
38	CO2 App WT Con (kgmol/kg)	---	---		
39	LHV Mass Basis (Std) (kcal/kg)	1.122e+004	1.122e+004		
40	Phase Fraction [Vol. Basis]	1.000	1.000		
41	Phase Fraction [Mass Basis]	1.000	1.000		
42	Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	1.000	1.000		
43	Mass Exergy (kcal/kg)	0.5651	---		
44	Partial Pressure of CO2 (bar)	2.30657e-002	---		
45	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
46	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	280.1	280.1		
47	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	18.67	18.67		
48	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	35.26	35.26		
49	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	296.4	296.4		
50	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	311.6	311.6		
51	Act. Liq. Flow (m3/s)	---	---		
52	Z Factor	0.9970	0.9970		
53	Watson K	18.85	18.85		
54	User Property	---	---		
55	Partial Pressure of H2S (bar)	0.000000	---		
56	Cp/(Cp - R)	1.309	1.309		
57	Cp/Cv	1.314	1.314		
58	Heat of Vap. (kcal/kgmole)	2235	---		
59	Kinematic Viscosity (cSt)	14.05	14.05		
60	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	0.7077	0.7077		
61	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	295.7	295.7		
62	Liquid Fraction	0.0000	0.0000		
63	Molar Volume (m3/kgmole)	22.35	22.35		
64	Mass Heat of Vap. (kcal/kg)	133.9	---		
65	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000		
66	Surface Tension (dyne/cm)	---	---		
67	Thermal Conductivity (W/m-K)	2.963e-002	2.963e-002		
68	Viscosity (cP)	1.050e-002	1.050e-002		
69	Aspen Technology Inc.	Aspen HYSYS Version 8 (27.0.0.8138)		Page 1 of 2	

Anexo III. Cálculo de propiedades del biometano.

6	Material Stream: biometano 97,5% (continued)						Fluid Package:	Basis-1
7							Property Package:	Peng-Robinson
8								
9	PROPERTIES							
10			Overall	Vapour Phase				
11								
12	Cv (Semi-Ideal)	(kJ/kgmole-C)	26.94	26.94				
13	Mass Cv (Semi-Ideal)	(kJ/kg-C)	1.614	1.614				
14	Cv	(kJ/kgmole-C)	26.84	26.84				
15	Mass Cv	(kJ/kg-C)	1.608	1.608				
16	Cv (Ent. Method)	(kJ/kgmole-C)	---	---				
17	Mass Cv (Ent. Method)	(kJ/kg-C)	---	---				
18	Cp/Cv (Ent. Method)		---	---				
19	Reid VP at 37.8 C	(bar)	---	---				
20	True VP at 37.8 C	(bar)	---	---				
21	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond)	(m3/h)	295.7	295.7				
22	Viscosity Index		-2.329	---				
23	COMPOSITION							
24								
25	Overall Phase			Vapour Fraction 1.0000 *				
26								
27	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
28								
29	Methane	12.2414 *	0.9764 *	196.3871 *	0.9385 *	0.6559 *	0.9769 *	
30	Oxygen	0.0063 *	0.0005 *	0.2009 *	0.0010 *	0.0002 *	0.0003 *	
31	Nitrogen	0.0038 *	0.0003 *	0.1055 *	0.0005 *	0.0001 *	0.0002 *	
32	CO2	0.2854 *	0.0228 *	12.5599 *	0.0600 *	0.0152 *	0.0227 *	
33	Total	12.5368	1.0000	209.2534	1.0000	0.6715	1.0000	
34	Vapour Phase							
35				Phase Fraction 1.000				
36	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
37								
38	Methane	12.2414	0.9764	196.3871	0.9385	0.6559	0.9769	
39	Oxygen	0.0063	0.0005	0.2009	0.0010	0.0002	0.0003	
40	Nitrogen	0.0038	0.0003	0.1055	0.0005	0.0001	0.0002	
41	CO2	0.2854	0.0228	12.5599	0.0600	0.0152	0.0227	
42	Total	12.5368	1.0000	209.2534	1.0000	0.6715	1.0000	
43	K VALUE							
44								
45	COMPONENTS		MIXED		LIGHT		HEAVY	
46		Methane	---		---		---	
47		Oxygen	---		---		---	
48		Nitrogen	---		---		---	
49		CO2	---		---		---	
50	UNIT OPERATIONS							
51								
52	FEED TO	PRODUCT FROM			LOGICAL CONNECTION			
53								
54	UTILITIES							
55								
56	(No utilities reference this stream)							
57	PROCESS UTILITY							
58								
59								
60	DYNAMICS							
61								
62	Pressure Specification	(Active):	1.01325 bar *					
63	Flow Specification	(Active)	Molar:	281.0 Nm3/h(gas) *	Mass:	209.3 kg/h	Std Ideal Liq Volume: 0.6715 m3/h	
64								
65								
66								
67								
68								
69	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 8 (27.0.0.8138)			Page 2 of 2		

ANEXO IV. CÁLCULOS DE VIABILIDAD ECONÓMICA.



Anexo IV. Cálculos de viabilidad económica.

El estudio de viabilidad económica tiene por objetivo comprobar si la materialización en un futuro proyecto del presente Trabajo Fin de Grado cumple con el objetivo de proporcionar una cierta rentabilidad económica, una vez que se ha comprobado la viabilidad técnica del mismo. El estudio de la viabilidad tanto económica como técnica nos permite:

- Tener un conocimiento global del proyecto.
- Analizar las posibles soluciones y alternativas.
- Comprobar la posible viabilidad de las soluciones adoptadas.

Por tanto un estudio de viabilidad o estudio preliminar nos permite resolver de manera anticipada si el proyecto es factible y en qué condiciones, empleando unos recursos económicos que serán prácticamente insignificantes si se comparan con la inversión a realizar en un proyecto de características similares a las que se recogen en este Trabajo de Fin de Grado.

Un estudio de viabilidad económica puede dar como resultado:

- Según el planteamiento y objetivos marcados, la solución del proyecto no es viables económicamente. En este caso se aconsejará rechazar la inversión en el proyecto o bien modificar el planteamiento o los objetivos de manera que el proyecto sea viable en estas nuevas condiciones.
- Encontramos una solución válida para el proyecto o encontrando varias soluciones, una de ellas es claramente superior al resto. En este caso se puede continuar con el desarrollo del proyecto.

En general, un estudio de viabilidad tanto económica como técnica depende de los medios empleados, permitiéndose errores entre el 25% y el 30% de la inversión.

En el presente Trabajo de Fin de Grado, una vez demostrado que la viabilidad técnica es posible, y una vez escogida según criterios técnicos que la mejor solución para la producción de biometano es mediante membranas, se analizará

Anexo IV. Cálculos de viabilidad económica.

mediante parámetros la viabilidad económica, para ello se utilizará en el análisis el VAN, TIR y Payback.

VAN

Conocido como valor actualizado neto (VAN) representa el valor actualizado al presente de todos los flujos de caja netos esperados en el futuro.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde:

I_0 = valor de inversión inicial.

F_t = Flujos de caja netos esperados en cada periodo t .

k = tasa de descuento o tipo de interés mínimo exigido a la inversión.

n = es el número de periodos de tiempo

-Un valor actual neto (VAN) positivo indicaría que la inversión produce un beneficio superior al esperado, será por tanto superior a si se invirtiese la misma cantidad económica a un interés k , un proyecto reportará mayor beneficio cuanto más elevado sea su VAN.

-Un VAN igual a 0 indicara que la inversión no generara beneficios superiores, pero tampoco inferiores a los esperados según la tasa de descuento k .

-Un VAN negativo indicará que la inversión realizada no cumplirá con las expectativas generadas y obtendrá rentabilidades futuras inferiores al tipo de interés mínimo exigido a la inversión.

Anexo IV. Cálculos de viabilidad económica.

La principal desventaja que presenta el VAN son la dificultad de fijar la tasa de descuento y la determinación con exactitud de los flujos de caja futuros, pero por el contrario es una herramienta sencilla a la hora de evaluar proyectos de inversión.

TIR.

La tasa interna de retorno (TIR) se define como la tasa de interés o rentabilidad que ofrece la inversión, por tanto, representa el porcentaje de beneficios o pérdidas que genera la inversión. Se puede calcular como la tasa de interés para la cual el valor actual neto (VAN) es igual a cero.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

Donde;

I_0 = valor de inversión inicial (t=0).

F_t =Flujos de caja netos esperados en cada periodo t.

n = es el número de periodos de tiempo.

El criterio de decisión será el siguiente, donde “k” representa la tasa de descuento escogida para el cálculo del VAN:

-Si $TIR > k$, el proyecto de inversión será aceptado ya que en este caso, la tasa de rendimiento interno obtenida será superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.

-Si $TIR = k$, nos encontraríamos en una situación como la que se producía cuando el VAN era igual a cero. La inversión no reporta un beneficio superior ni inferior al esperado, pero podría llevarse a cabo para mejorar

Anexo IV. Cálculos de viabilidad económica.

la posición competitiva de la empresa u obtener algún beneficio que no sea el meramente económico.

-Si $TIR < k$, el proyecto debe rechazarse ya que no se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

PAYBACK.

Se define como el período de retorno de la inversión o Payback y representa el número de años necesarios para recuperar la inversión realizada.

$$\text{Payback} = a + \frac{I_0 - b}{F_t}$$

Donde;

a = es el número del periodo inmediatamente anterior hasta recuperar el desembolso inicial

I_0 = es la inversión inicial del proyecto

b = es la suma de los flujos hasta el final del periodo «a»

F_t = es el valor del flujo de caja del año en que se recupera la inversión

TASA DE DESCUENTO.

Para el cálculo del VAN es necesario como aspecto importante la determinación de la tasa de descuento “k”, ya que nos permitirá determinar la viabilidad económica de un proyecto al actualizar los beneficios futuros al presente y por tanto corresponde al coste de los recursos financieros de la inversión.

Existen diversas metodologías para determinar el valor de la tasa de descuento en función de los recursos financieros utilizados para realizar la inversión, estos básicamente pueden ser:

Anexo IV. Cálculos de viabilidad económica.

-Fondos propios: serán las aportaciones que realiza el inversor (capital) ya que dispone de la totalidad de los recursos económicos necesarios para realizar el proyecto. En esta situación a la inversión se le exige una rentabilidad que sea la misma que obtendríamos si destinásemos los recursos a otra inversión de duración similar, como podría ser un depósito bancario, compra de bonos el Estado, etc. En este caso se le conoce como coste de oportunidad (K_e).

-Fondos externos o ajenos; en este caso las aportaciones de capital provienen de acreedores en forma de préstamos, deuda etc. La tasa de descuento deberá ser como mínimo igual al tipo de intereses de dicha deuda o préstamo (T.A.E) y se le denomina coste de la deuda (K_d) y puede ser diferente al coste de oportunidad (K_e).

-En algunos casos los fondos para la financiación de proyectos provienen de recursos propios y ajenos a partes iguales o en diferentes porcentajes, en estas situaciones tendremos que calcular coste medio ponderado del capital de los recursos propios y ajenos (CMPC o WACC), como la media ponderada de ambas fuentes de financiación. En este caso de financiación mixta hablaremos del coste del capital.

$$WACC = k_d * (1 - t) * \left(\frac{D}{V}\right) + k_e * \left(\frac{E}{V}\right)$$

Donde;

K_d := Coste de la Deuda Financiera.

K_e =Coste de los Fondos Propios (K_e).

t =Impuesto de sociedades.

D =Deuda financiera.

E =Fondos propios.

Anexo IV. Cálculos de viabilidad económica.

$$V = \text{Deuda financiera} + \text{Fondos Propios (D+E)}.$$

Una vez calculado el coste de los recursos financieros otro dato a considerar para obtener la tasa de descuento es el riesgo asumido al realizar la inversión en el proyecto respecto a otras inversiones de referencia, siendo necesario incorporar dicho riesgo en forma de prima de riesgo, de modo que cuanto mayor riesgo represente el proyecto respecto a la inversión de referencia mayor será la prima.

Por tanto, la tasa de descuento estará formada por dos elementos; el coste de tasa libre de riesgo (TLR) y una prima de riesgo

$$k_r = \text{TLR} + \text{PR}$$

A esta tasa de descuento se le denomina tasa de descuento real en el caso de no considerar los efectos de la inflación en los flujos de caja, pero en el caso de considerarlos será necesario incorporar dicho componente en el cálculo de la tasa de descuento:

$$k_n = (1 + k_r) \times (1 + g) - 1$$

Donde;

k_n = Tasa de descuento nominal.

k_r = tasa de descuento real.

g = inflación anual.

A continuación se recogen los cálculos realizados para la determinación de los indicadores de viabilidad económica del VAN, TIR y Payback.

Anexo IV. Cálculos de viabilidad económica.

CÁLCULO DE COSTES PRODUCCIÓN

BIOGÁS ENTRADA

Riqueza biogás	55%	% CH4
Caudal	500	Nm3/h
Disponibilidad	95%	
Horas	8322	h/año

BIOMETANO PRODUCIDO

Riqueza biometano	97,50%	% CH4
Eficiencia	99,50%	
Caudal biometano*1	280,64	Nm3/h
Caudal de CH4 puro*1	273,63	Nm3/h
Caudal de CO2*1	7,02	Nm3/h
Caudal off gas	219,36	Nm3/h
CH4 puro en off gas	1,38	Nm3/h
%CH4 en off gas	0,63%	
%CO2 en off gas	99,37%	
PCS biometano*2	10,829	kWh/Nm3
Horas de operación anuales	8.322	h/a

*1 corriente de salida de biometano

*2 UNE 6976 Anexo III

Anexo IV. Cálculos de viabilidad económica.

CONSUMIBLES

Amortización instalación	10	años
Consumibles	0,0017	€/Nm3 biogas
Carbón Activado	0,45	g/Nm3 biogás
Coste carbón activo (H2S /Covs/Siloxanos)	4,00	€/kg
Coste energía eléctrica	95	€/MWh

INGRESOS POR VENTA

Producción de biometano	2.335.494,62	Nm3/año
PCS biometano	10,829	kWh/Nm3
Precio de venta	45,00	€/MWh
Ingresos	1.138.098,20	€/año

COSTES OPERATIVOS ANUALES (CAPEX)

Caudal biogás	Caudal biogás	Consumo energía upgrading	Mantenimiento upgrading	Carbón activado	Mantenimiento inyección red	Analíticas	Consumibles (filtros +odorización)
Nm3/h	Nm3/año	kWh/Nm3 biogás	€	€	€	€	€
500	4.161.000	0,32	83.000	7.490	8.000	14.000	7.074

Personal	Coste energía	Imprevistos (5%)	TOTAL	ENERGÍA PRODUCIDA (MWh anuales)	COSTE (€/MWh)
€	€	€	€	MWh/año	
30.000	126.494	13.803	206.861	25.291	8,18

Anexo IV. Cálculos de viabilidad económica.

RESUMEN COSTES

Caudal biogas	CAPEX TOTAL	OPEX TOTAL	CAPEX TOTAL	OPEX TOTAL	COSTE BIOMETANO DURANTE PERIODO DE AMORTIZACIÓN
Nm ³ /h	€	€/año	€/MWh	€/MWh	€/MWh
500	2.918.700	206.861	11,54	8,18	19,72



Anexo IV. Cálculos de viabilidad económica.

CALCULO DE TASA DE DESCUENTO.

CAPEX	2.918.700,00 €
PRESTAMO	50,00%
FONDOS PROPIOS	50,00%
Capital prestamo	1.459.350,00 €
Capital propio	1.459.350,00 €
Periodo	5 años
T.A.E	8,00%
INFLACION (g)	2%
PRIMA DE RIESGO	2%

WACC

kd	8,00%
t	25,00% Impuestos
ke	7%
WACC	6,50%

TASA DE DESCUENTO

kr	8,50%
kn	10,67%

CALCULO INTERESES PRÉSTAMO

CAPEX	2.918.700,00 €
PRESTAMO	50,00%
Capital prestamo	1.459.350,00 €
Periodo	5 años
T.A.E	8,00%

AÑO	CUOTA	INTERESES	AMORTIZACION	CAPITAL PENDIENTE	CAPITAL AMORTIZADO
0				1.459.350,00 €	
1	365.503,63 €	116.748,00 €	248.755,63 €	1.210.594,37 €	248.755,63 €
2	365.503,63 €	96.847,55 €	268.656,08 €	941.938,30 €	517.411,70 €
3	365.503,63 €	75.355,06 €	290.148,56 €	651.789,73 €	807.560,27 €
4	365.503,63 €	52.143,18 €	313.360,45 €	338.429,28 €	1.120.920,72 €
5	365.503,63 €	27.074,34 €	338.429,28 €	0,00 €	1.459.350,00 €
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					

Anexo IV. Cálculos de viabilidad económica.

CÁLCULO VAN , TIR Y PAYBACK

Producción BIOMETANO	280,64	Nm ³ /h
% Ch ₄ BIOMETANO	97,500%	
PCS BIOMETANO	10,829	kWh/Nm ³
CAPEX	2.918.700	€
OPEX	206.861	€/año
Precio venta biometano	45,00	€/MWh
Amortización	10	años
Inflación	2,00%	
Tasa de descuento	10,67%	
TAE préstamo	8,00%	
Impuestos	25,00%	sobre BAT
Financiación	50,00%	CAPEX
VALOR RESIDUAL	0,00	€
Horas funcionamiento	8322	h/anuales
Ingresos	1.138.098	€/año

AÑO	INGRESOS	OPEX	BENEFICIO BRUTO	AMORTIZACIÓN
0	0	206.860,80	0,00	0,00
1	1.138.098,20	210.998,01	927.100,19	291.870,00
2	1.138.098,20	215.217,97	922.880,23	291.870,00
3	1.138.098,20	219.522,33	918.575,87	291.870,00
4	1.138.098,20	223.912,78	914.185,43	291.870,00
5	1.138.098,20	228.391,03	909.707,17	291.870,00
6	1.138.098,20	232.958,85	905.139,35	291.870,00
7	1.138.098,20	237.618,03	900.480,17	291.870,00
8	1.138.098,20	242.370,39	895.727,81	291.870,00
9	1.138.098,20	247.217,80	890.880,40	291.870,00
10	1.138.098,20	252.162,15	885.936,05	291.870,00

Anexo IV. Cálculos de viabilidad económica.

AÑO	BAIT	INTERESES	BAT	IMPUESTOS	BENEFICIO NETO	DEPRECIACIÓN
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	635.230,19	116.748,00	518.482,19	129.620,55	388.861,64	291.870,00
2	631.010,23	96.847,55	534.162,68	133.540,67	400.622,01	291.870,00
3	626.705,87	75.355,06	551.350,81	137.837,70	413.513,11	291.870,00
4	622.315,43	52.143,18	570.172,25	142.543,06	427.629,19	291.870,00
5	617.837,17	27.074,34	590.762,83	147.690,71	443.072,12	291.870,00
6	613.269,35	0,00	613.269,35	153.317,34	459.952,01	291.870,00
7	608.610,17	0,00	608.610,17	152.152,54	456.457,63	291.870,00
8	603.857,81	0,00	603.857,81	150.964,45	452.893,36	291.870,00
9	599.010,40	0,00	599.010,40	149.752,60	449.257,80	291.870,00
10	594.066,05	0,00	594.066,05	148.516,51	445.549,54	291.870,00

AÑO	FLUJO DE CAJA	FLUJO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
0	-2.918.700	-2.918.700,00	-2.918.700,00
1	680.731,64	615.100,43	-2.237.968,36
2	692.492,01	565.398,89	-1.545.476,34
3	705.383,11	520.397,65	-840.093,24
4	719.499,19	479.634,78	-120.594,05
5	734.942,12	442.693,95	614.348,07
6	751.822,01	409.199,96	1.366.170,08
7	748.327,63	368.029,31	2.114.497,71
8	744.763,36	330.962,68	2.859.261,07
9	741.127,80	297.593,83	3.600.388,88
10	737.419,54	267.556,52	4.337.808,41

VAN	1.377.867,99 €
TIR	20,8%
PAYBACK	4,2

ANEXO V. PLANOS



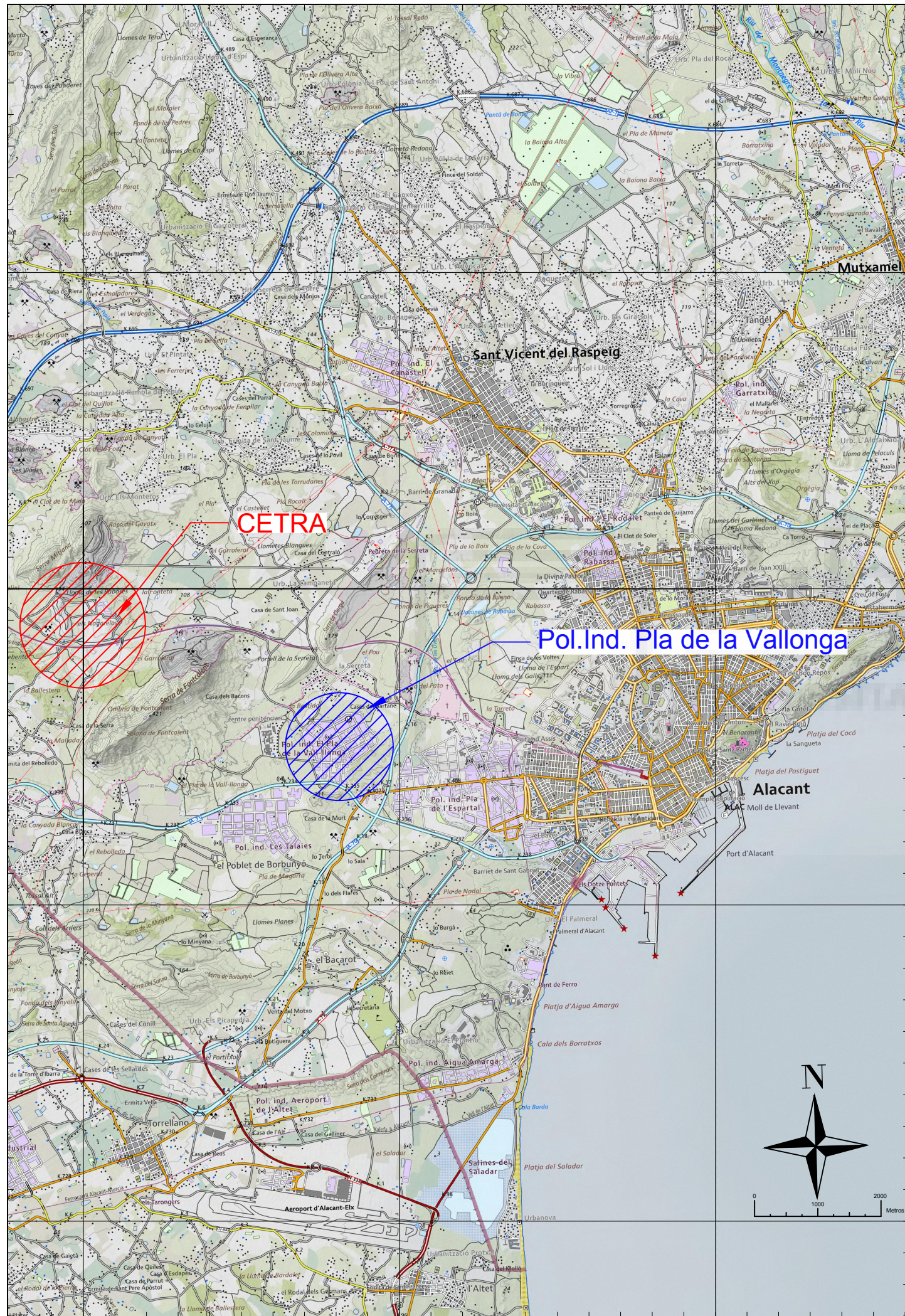
ÍNDICE DE PLANOS

1. PLANO DE EMPLAZAMIENTO.
2. PLANO DE INSTALACIONES.
3. DIAGRAMA DE FLUJO DE UNIDAD PURE PAC®.
4. ELEMENTOS DE LA UNIDAD DE UPGRADING.
5. ALZADO UNIDAD DE UPGRADING.
6. EMPLAZAMIENTO DE LA UNIDAD DE UPGRADING.
7. ESQUEMA DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE PRESIÓN
8. PLANO TIPO ZANJA.
9. RELLENO DE ZANJA EN ZONA DE CULTIVO.
10. RELLENO DE ZANJA BAJO CALZADA.
11. CRUCE DE CARRETERA A CIELO ABIERTO.
12. RELLENO DE ZANJA EN CRUCE DE CARRETERA.
13. RELLENO ZANJA BAJO CAMINO SECUNDARIO SIN PAVIMENTAR.
14. RELLENO ZANJA BAJO CAMINO SECUNDARIO CON PAVIMENTO.
15. CRUCE CAMINO SECUNDARIO.
16. PLANO DE TRAZADO CANALIZACIÓN.

710000.00

715000.00

720000.00



4255000.00

4250000.00

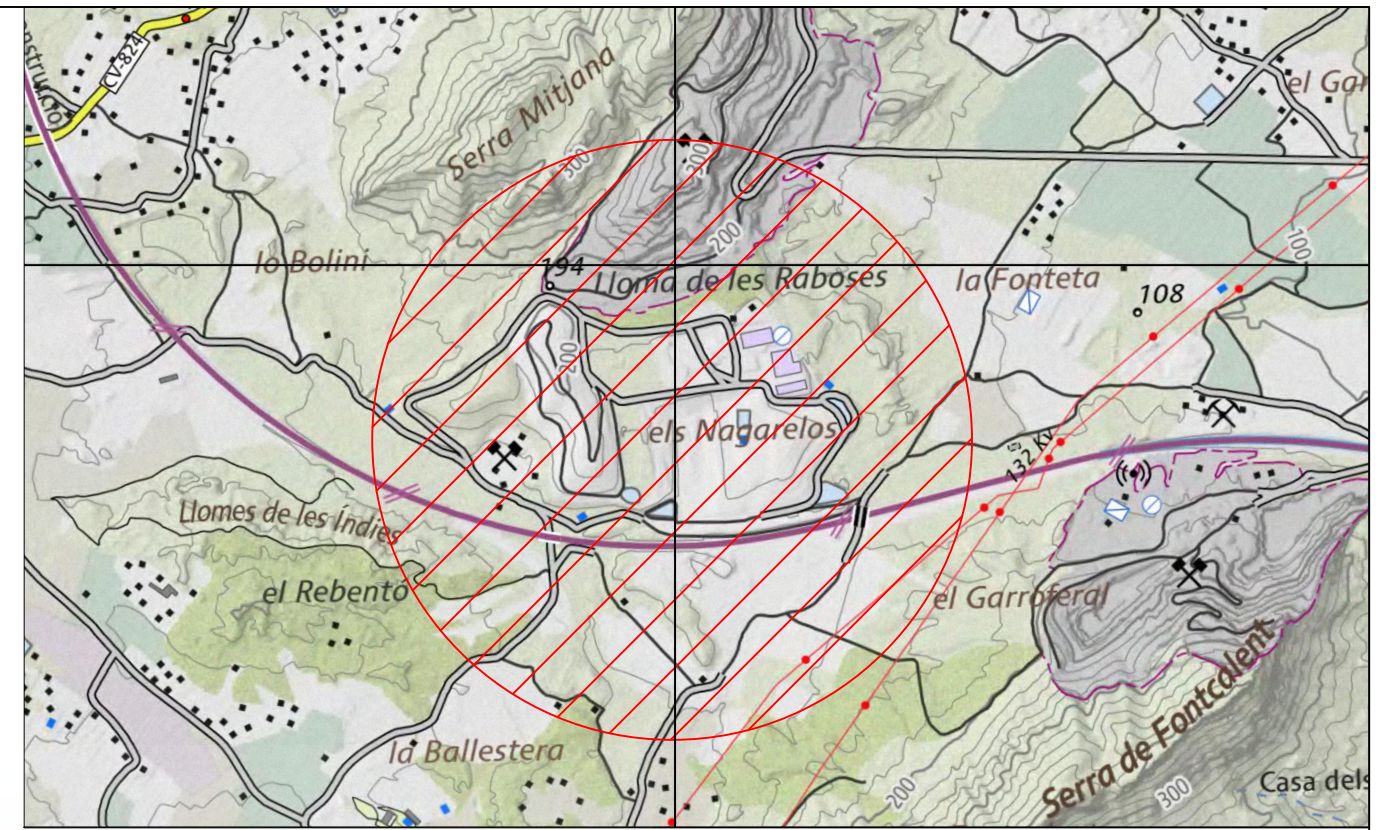
4245000.00

4240000.00

710000.00

715000.00

720000.00



4255000.00


4250000.00

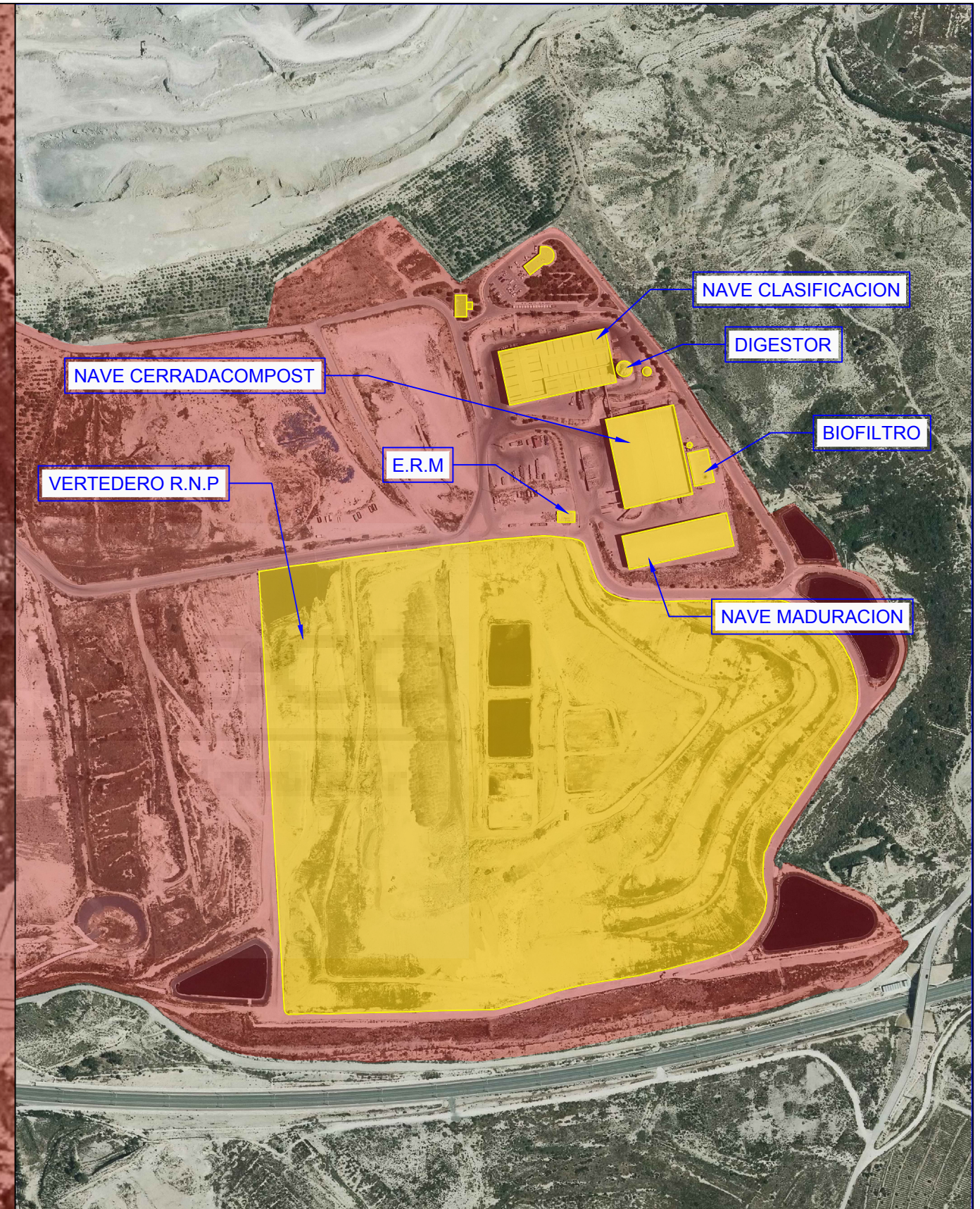
4245000.00

4240000.00




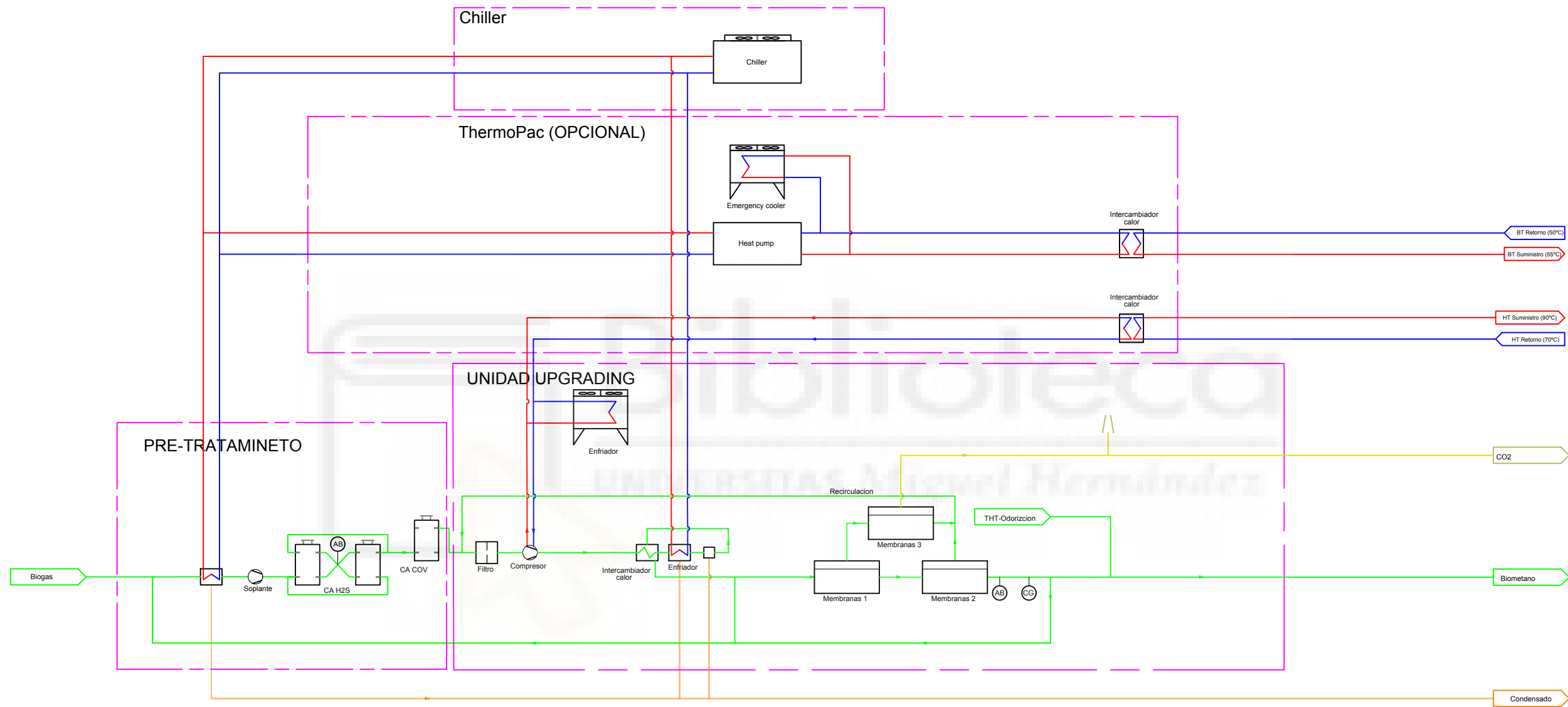
ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL

DESCRIPCION	AUTOR				
	JORGE SANTOS GARCIA				
PLANO DE EMPLAZAMIENTO	REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
	1	20/05/2021	JORGE S.		
	Nº DE PLANO	CODIGO	HOJA	ESCALA	
	1	PE1	1	VARIAS	



ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL


DESCRIPCION	AUTOR				
	PLANO DE INSTALACIONES	JORGE SANTOS GARCIA			
REVISION		FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
1		30/05/2021	JORGE S.		
 UNIVERSITAS Miguel Hernández de Elche	Nº DE PLANO	CODIGO	HOJA	ESCALA	
	2	P.I	2	VARIAS	

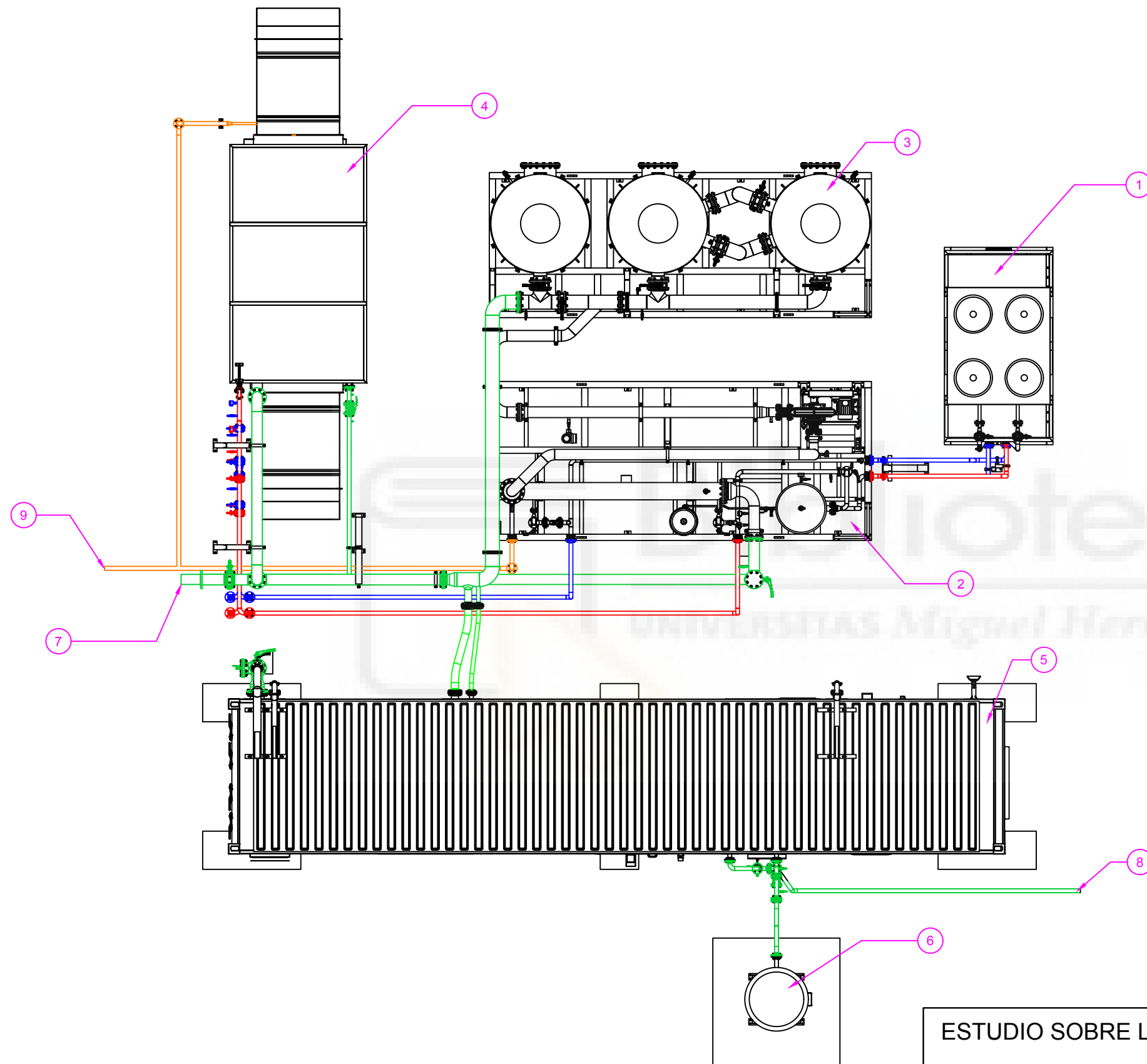


ELEMENTOS UNIDAD UPGRADING

AB	Analizador de biogás
CG	Cromatógrafo de gases

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL


DESCRIPCION		AUTOR				
DIAGRAMA UNIDAD UPGRADING PURE PAC		JORGE SANTOS GARCIA				
		REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
 UNIVERSITAT <i>Miguel Hernández</i> de Elche		1	27/08/2021	JORGE S.		
		Nº DE PLANO	CODIGO	HOJA	ESCALA	
		3	D.F	3		

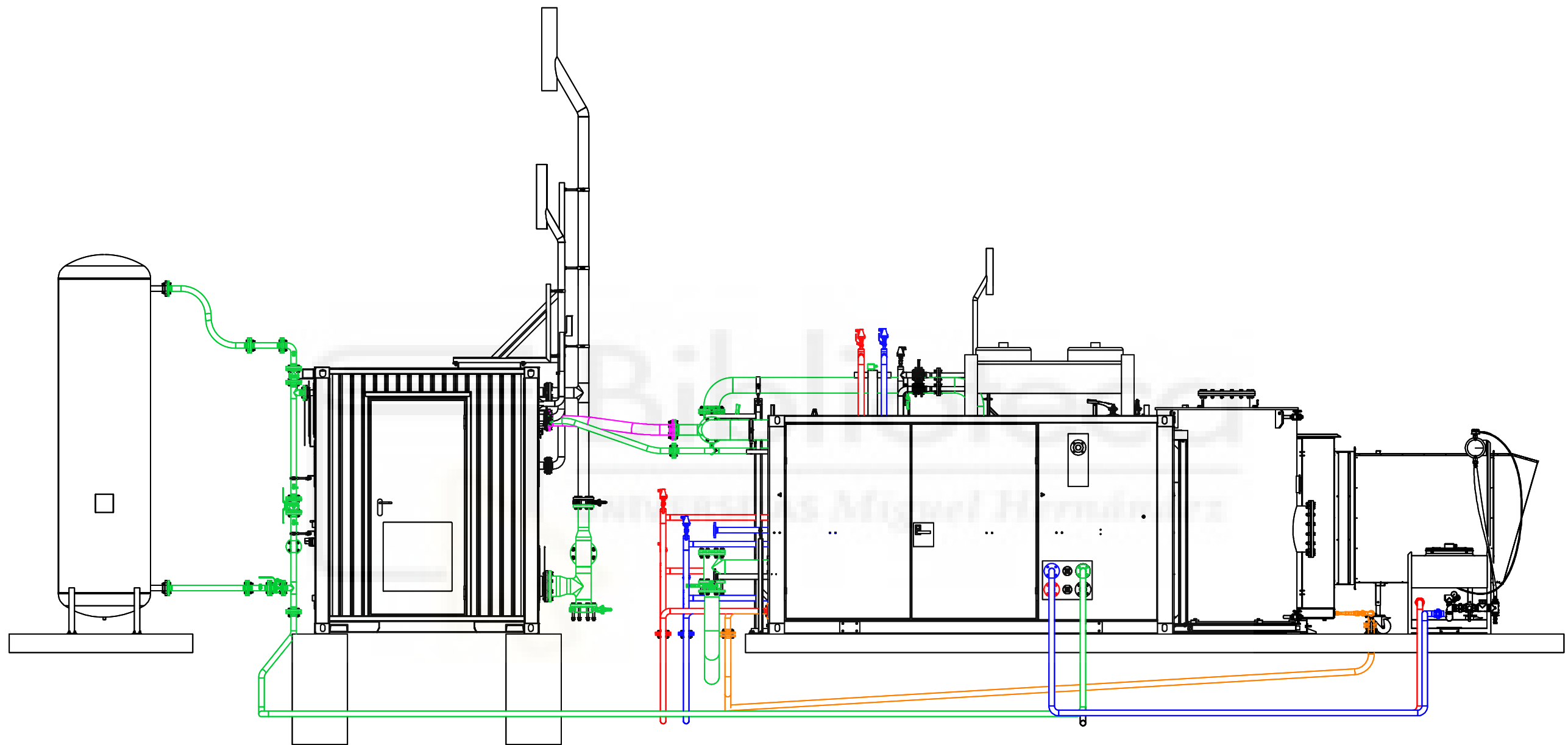


ELEMENTOS

1	CHILLER
2	SISTEMA SECADO BIOGAS
3	FILTRO CARBON ACTIVO
4	COMPRESOR BIOGAS
5	UNIDAD DE MEMBRANAS
6	TANQUE DE THT
7	ENTRADA DE BIOGAS
8	SALIDA DE BIOMETANO
9	SALIDA CONDENSADO
	AGUA CALIENTE
	AGUA FRIA
	BIOGAS
	CONDENSADO


ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL

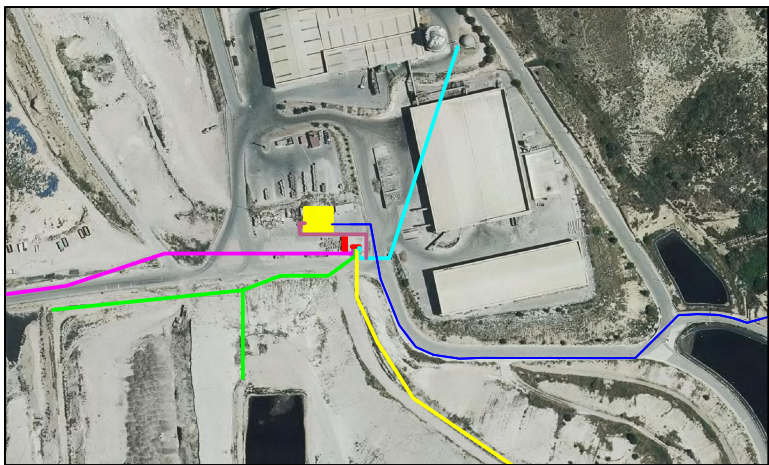
DESCRIPCION	AUTOR				
ELEMENTOS DE LA UNIDAD DE UPGRADING	JORGE SANTOS GARCIA				
	REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
	1	17/08/2021	JORGE S.		
 UNIVERSITAT <i>Miguel Hernández</i> de Elche	Nº DE PLANO		CODIGO	HOJA	ESCALA
	4		UP1	4	1:75



—	AGUA CALIENTE
—	AGUA FRIA
—	BIOGAS
—	CONDENSADO

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL

DESCRIPCION		AUTOR				
ALZADO UNIDAD UPGRADING		JORGE SANTOS GARCIA				
		REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
 UNIVERSITAT <i>Miguel Hernández</i> de Elche		1	17/08/2021	JORGE S.		
		Nº DE PLANO	CODIGO	HOJA	ESCALA	
		5	UP2	5	1:50	

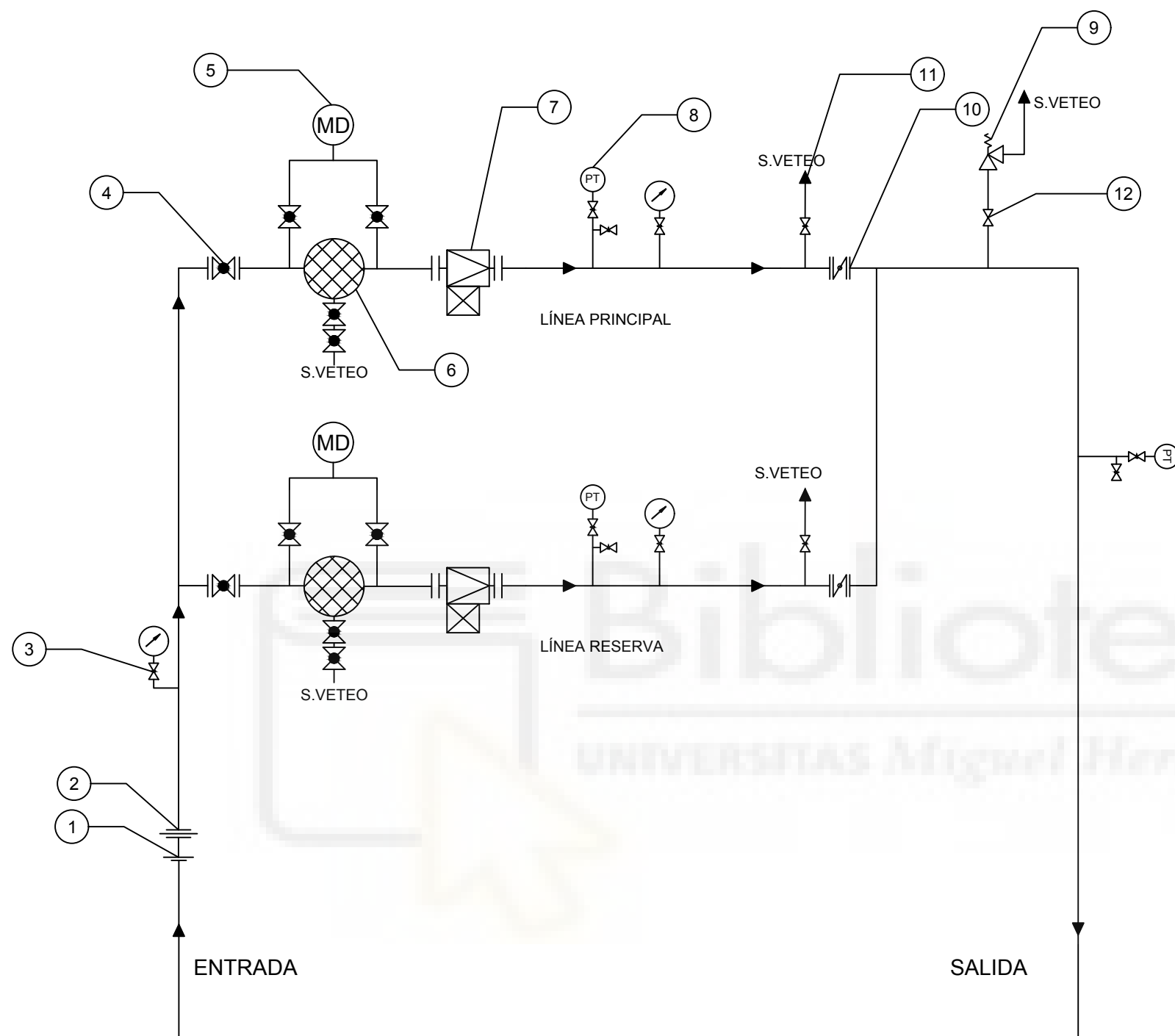


TUBERIAS DE BIOGAS

	TUBERIA PRINCIPAL
	TUBERIA CELDAS 1 Y 2
	TUBERIA CELDAS 3 Y 4
	TUBERIA GASOMETRO
	COLECTOR ERM
	SALA CONTROL ERM
	UPGRADING
	ENTRADA BIOGAS
	SALIDA BIOMETANO
	VALVULA


ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL

DESCRIPCION	AUTOR				
EMPLAZAMINETO UNIDAD UPGRADING	JORGE SANTOS GARCIA				
	REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
	1	25/08/2021	JORGE S.		
UNIVERSITAT <i>Miguel Hernández</i> de Elche	Nº DE PLANO	CODIGO	HOJA	ESCALA	
	6	UP3	6	1:250	

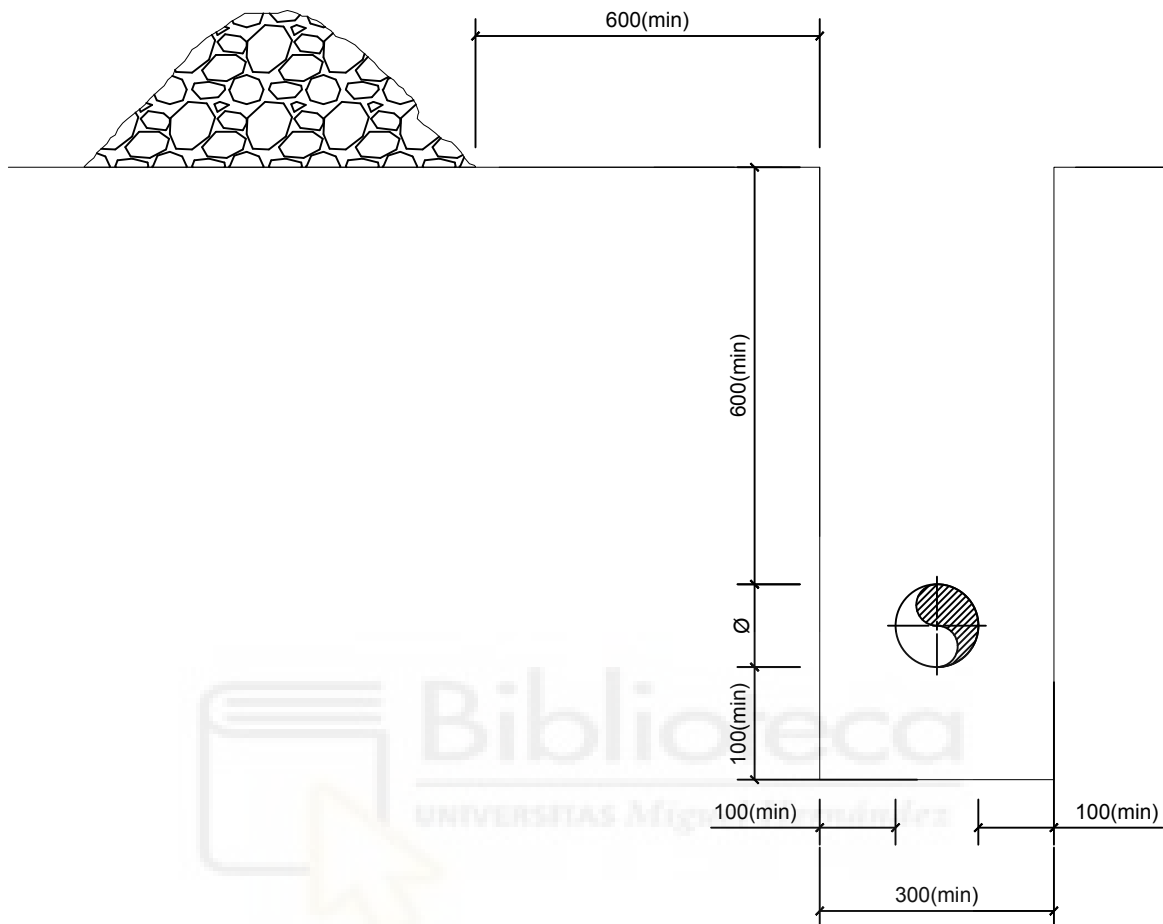


12	1	VÁLVULA	PULSADOR
11	2	VÁLVULA DE PURGA	AGUJA
10	2	VÁLVULA	MARIPOSA
9	2	VÁLVULA V.E.S	
8	2	TRANSMISOR DE PRESIÓN	
7	2	REGULADOR + V.I.S	
6	2	FILTRO	
5	7	MANÓMETRO	DIFERENCIAL
4	2	VÁLVULA	BOLA
3	13	VÁLVULA	AGUJA
2	1	JUNTA	DIELECTRICA
1	1	TOMA DE TIERRA	
POSICIÓN	CANTIDAD	DENOMINACIÓN	TIPO

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL.

DESCRIPCION		AUTOR				
ESQUEMA SISTEMA REGULACION		JORGE SANTOS GARCIA				
		REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
 UNIVERSITAS Miguel Hernández de Elche		1	27/09/2021	JORGE S.		
		Nº DE PLANO	CODIGO	HOJA	ESCALA	
		7	S.R			


SECCIÓN ZANJA TIPO



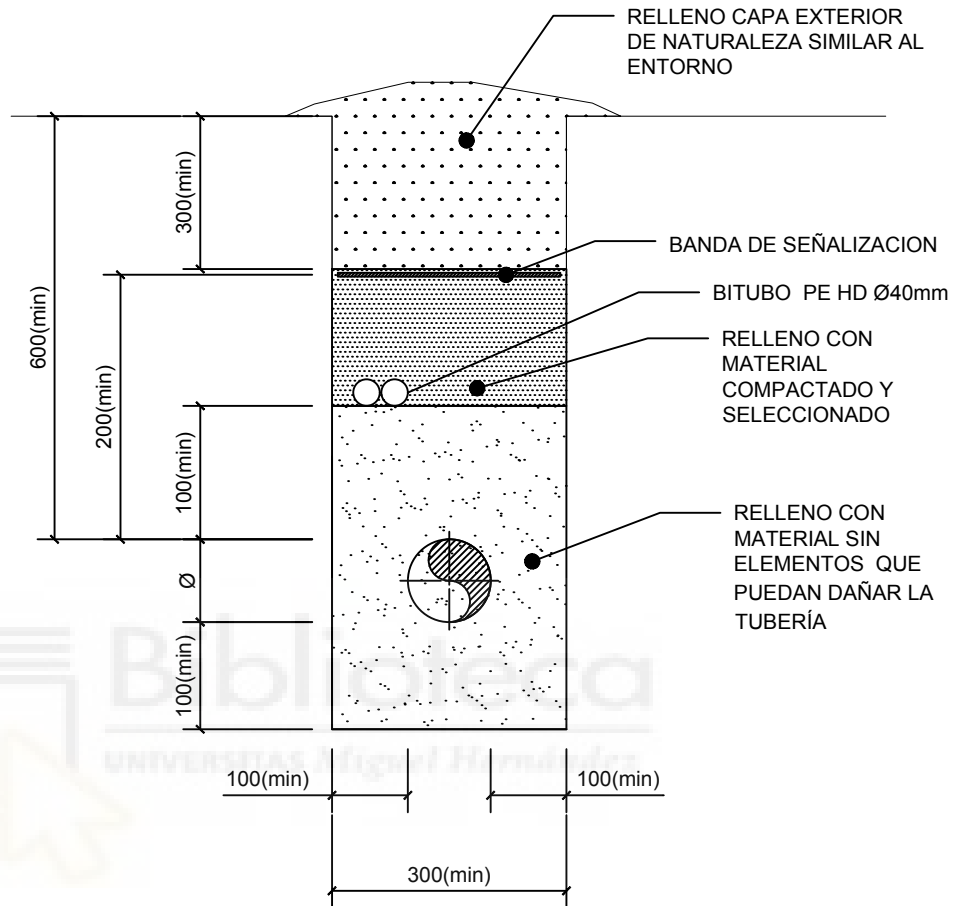
NOTAS

- 1 Dimensiones en milímetros.
- 2 \varnothing = Diámetro exterior del tubo.
- 3 El ancho mínimo de zanja será 300 mm en zanja estándar.
- 4 Los productos de excavación, así como otros materiales se apilara a una distancia suficiente del borde de excavación para que no supongan una sobrecarga. En ningún caso la distancia d será menor a 0.6 m.
- 5 Cuando no se pueda cumplir la profundidad de la canalización indicada en este plano se aplicara lo establecido en la norma UNE 60311.

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL.

DESCRIPCION	AUTOR				
PLANO ZANJA TIPO	JORGE SANTOS GARCIA				
	REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
	1	29/08/2021	JORGE S.		
 UNIVERSITAS <i>Miguel Hernández</i> <i>de Elche</i>	Nº DE PLANO		CODIGO	HOJA	ESCALA
	8		PL Z1	8	


RELLENO ZONA CULTIVO



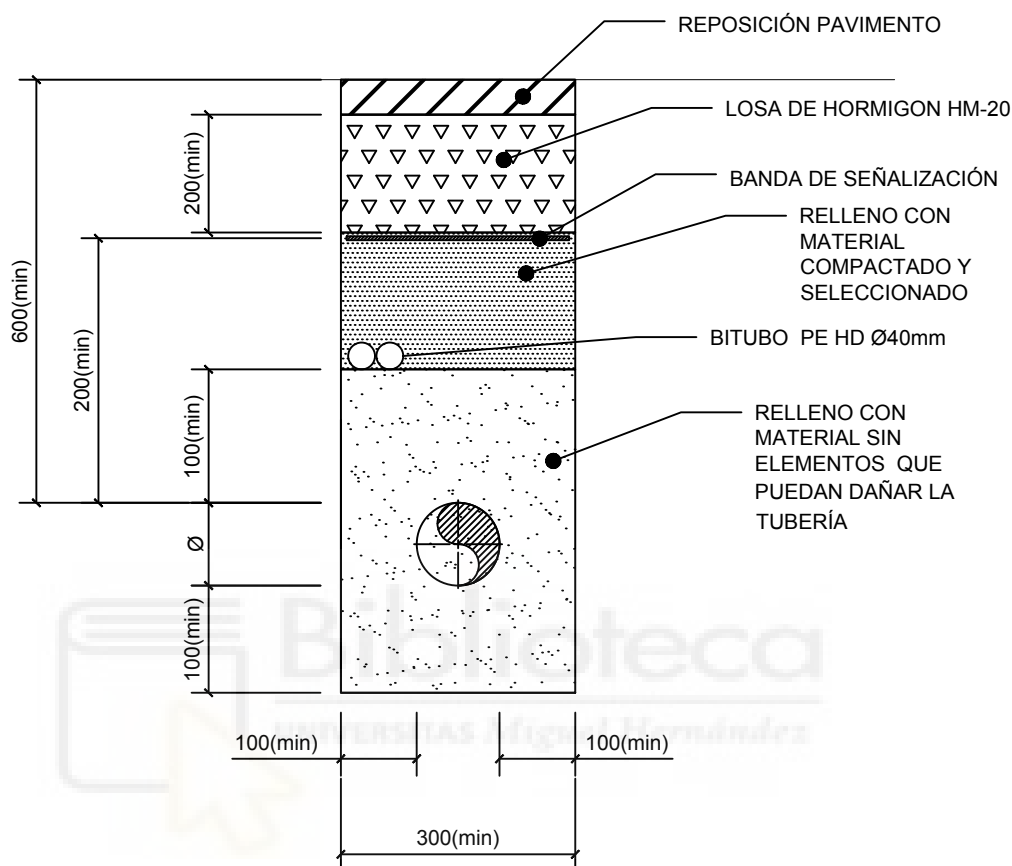
NOTAS

- 1 Dimensiones en milímetros.
- 2 \varnothing = Diámetro exterior del tubo.
- 3 El ancho mínimo de zanja será 300 mm en zanja estándar.
- 4 Cuando no se pueda cumplir la profundidad de la canalización indicada en este plano se aplicara lo establecido en la norma UNE 60311.

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL.

DESCRIPCION	AUTOR				
RELLENO EN ZONA DE CULTIVO	JORGE SANTOS GARCIA				
	REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
	1	29/08/2021	JORGE S.		
 UNIVERSITAT <i>Miguel Hernández</i> <i>de Elche</i>	Nº DE PLANO	CODIGO	HOJA	ESCALA	
	9	PL Z2	9		


RELLENO ZANJA BAJO CALZADA



NOTAS

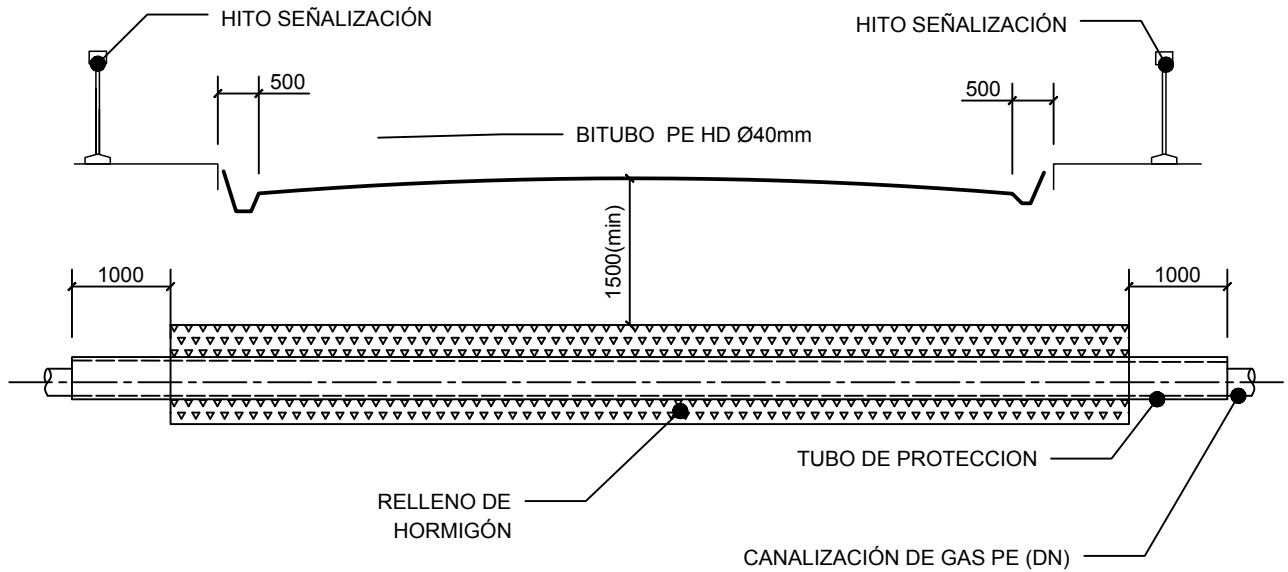
- 1 Dimensiones en milímetros.
- 2 \varnothing = Diámetro exterior del tubo.
- 3 El ancho mínimo de zanja será 300 mm en zanja estándar.
- 4 Cuando no se pueda cumplir la profundidad de la canalización indicada en este plano se aplicara lo establecido en la norma UNE 60311.

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL.

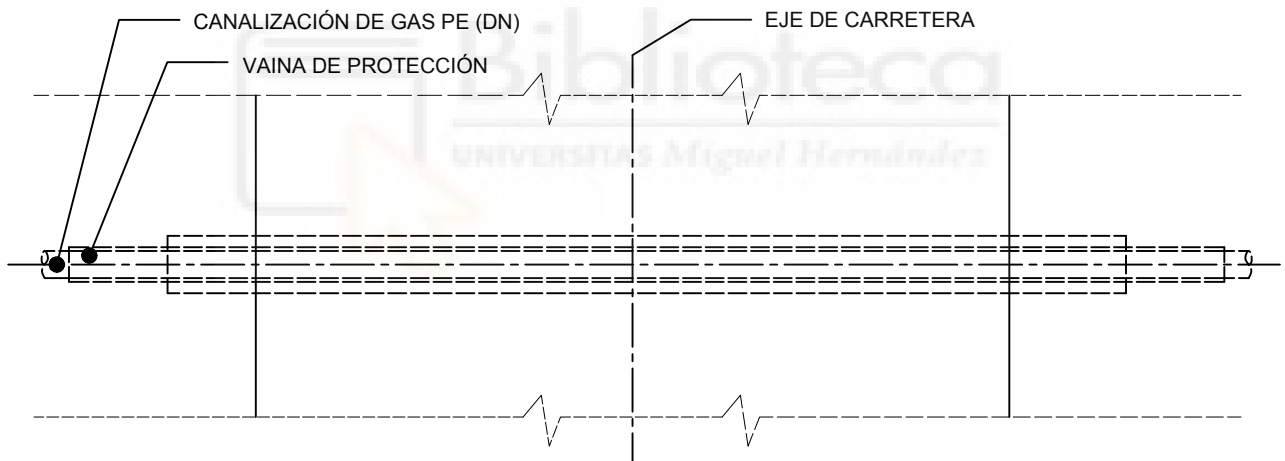
DESCRIPCION	AUTOR				
RELLENO ZANJA BAJO CALZADA	JORGE SANTOS GARCIA				
	REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
	1	29/08/2021	JORGE S.		
 UNIVERSITAS <i>Miguel Hernández</i> de Elche	Nº DE PLANO	CODIGO	HOJA	ESCALA	
	10	PL Z3	10		

CRUCE DE CARRETERA A CIELO ABIERTO

SECCIÓN



PLANTA



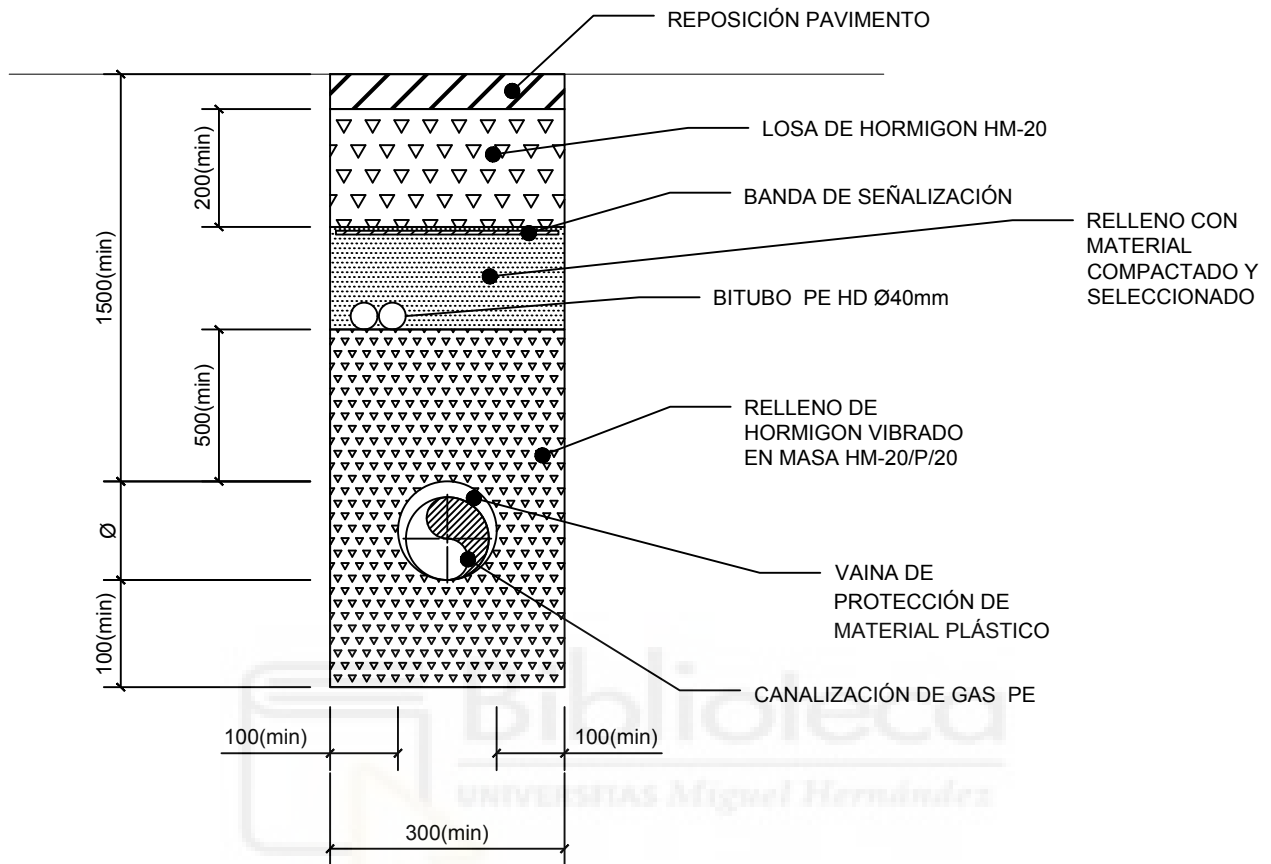
NOTAS

- 1 Dimensiones en milímetros.
- 2 La vaina de protección deberá ser del DN masa ajustado que permita el paso de la canalización de gas.
- 3 La vaina de protección de plástico será de mínimo 6 atm.
- 4 La colocación de la tubería debe ser lo más perpendicular posible al eje de la carretera

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL.

DESCRIPCIÓN	AUTOR				
CRUCE CARRETERA A CIELO ABIERTO	JORGE SANTOS GARCIA				
	REVISIÓN	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
	1	29/08/2021	JORGE S.		
UNIVERSITAT <i>Miguel Hernández</i> de Elche	Nº DE PLANO		CODIGO	HOJA	ESCALA
	11		PL Z4	11	


RELLENO DE ZANJA EN CRUCE DE CARRETERA



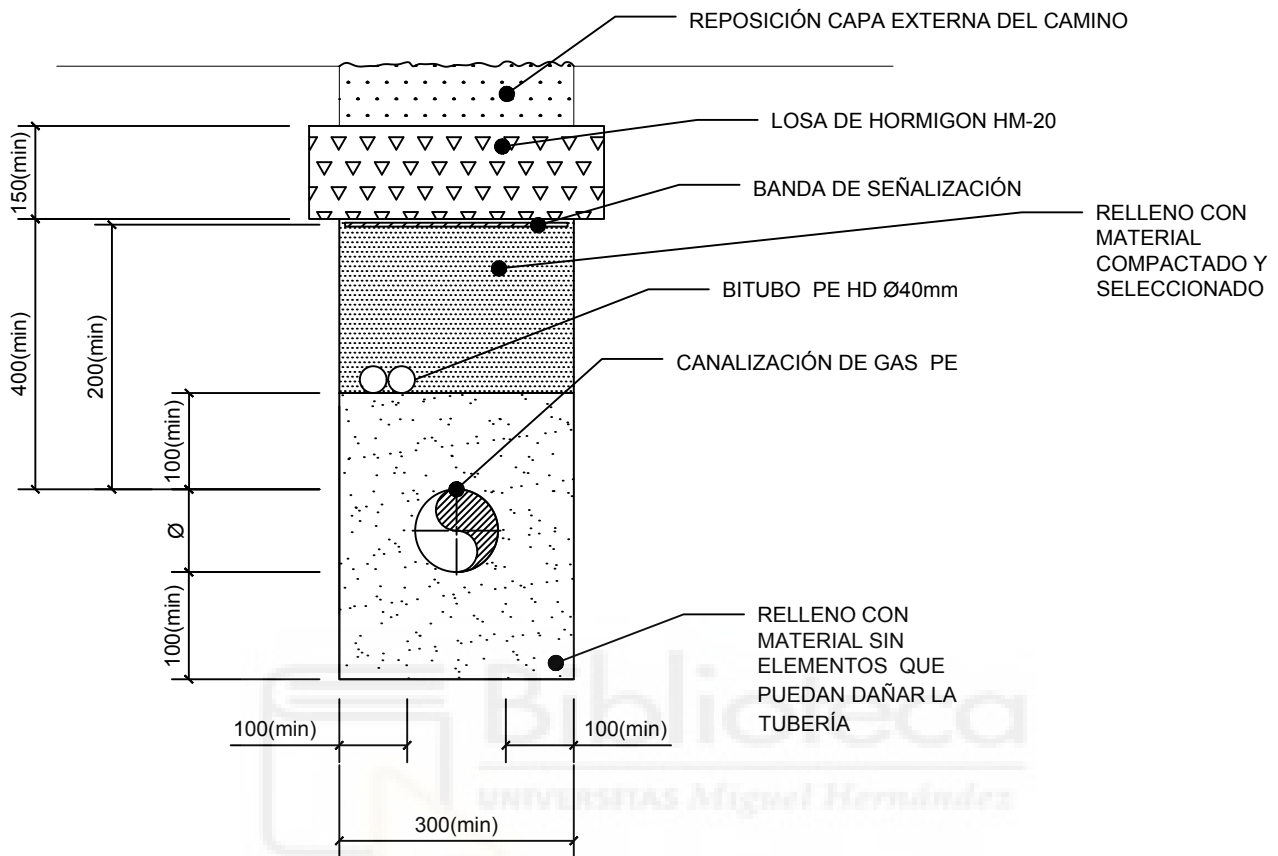
NOTAS

- 1 Dimensiones en milímetros.
- 2 \varnothing = Diámetro exterior del tubo de protección.
- 3 El ancho mínimo de zanja será de 300 mm.
- 4 La vaina de protección deberá ser del DN masa ajustado que permita el paso de la canalización de gas.
- 5 La vaina de protección de plástico será de mínimo 6 atm
- 6 Cuando no se pueda cumplir la profundidad de la canalización indicada en este plano se aplicara lo establecido en la norma UNE 60311.

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL.

DESCRIPCION	AUTOR				
RELLENO CRUCE CARRETERA	JORGE SANTOS GARCIA				
	REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
	1	30/08/2021	JORGE S.		
 UNIVERSITAT <i>Miguel Hernández</i> <i>de Elche</i>	Nº DE PLANO		CODIGO	HOJA	ESCALA
	12		PL Z5	12	


RELLENO ZANJA BAJO CAMINO SECUNDARIO SIN PAVIMENTAR



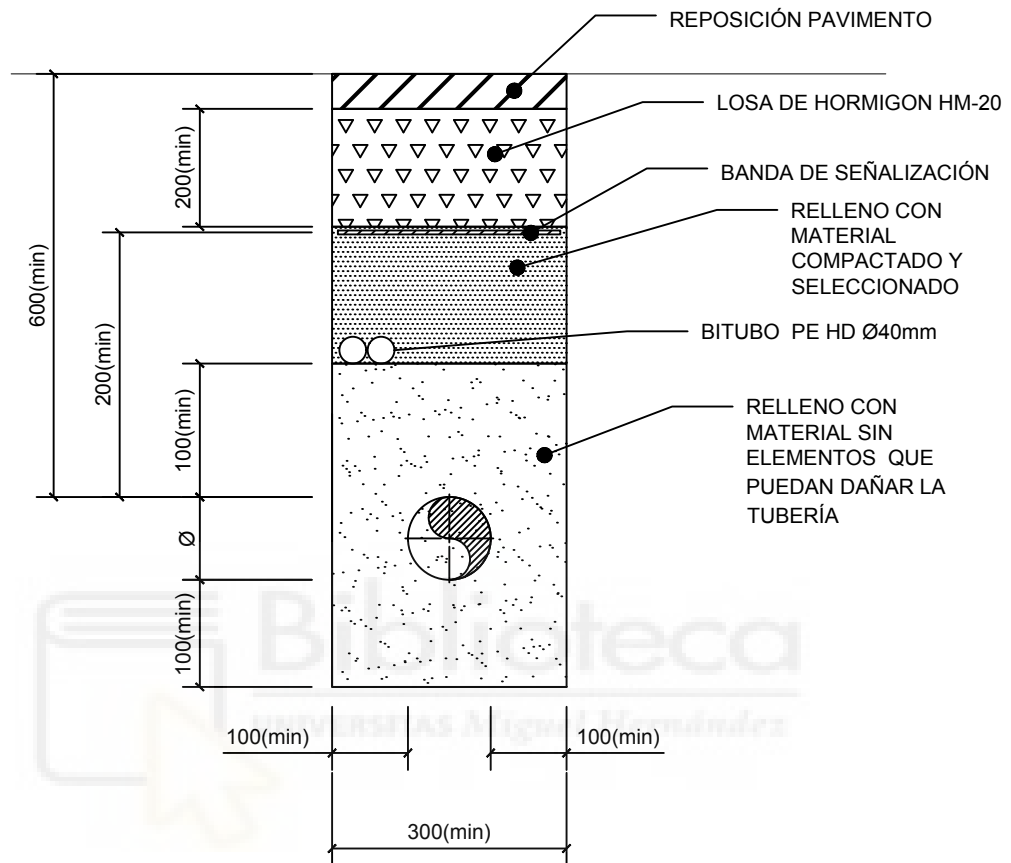
NOTAS

- 1 Dimensiones en milímetros.
- 2 \varnothing = Diámetro exterior del tubo de protección.
- 3 El ancho mínimo de zanja será de 300 mm.
- 5 Cuando no se pueda cumplir la profundidad de la canalización indicada en este plano se aplicara lo establecido en la norma UNE 60311.

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL.

DESCRIPCION	AUTOR				
CAMINO SECUNDARIO SIN PAVIMENTO	JORGE SANTOS GARCIA				
	REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
	1	30/08/2021	JORGE S.		
 UNIVERSITAT <i>Miguel Hernández</i> <i>de Elche</i>	Nº DE PLANO		CODIGO	HOJA	ESCALA
	13		PL Z6	13	


RELLENO DE ZANJA BAJO CAMINO SECUNDARIO CON PAVIMENTO



NOTAS

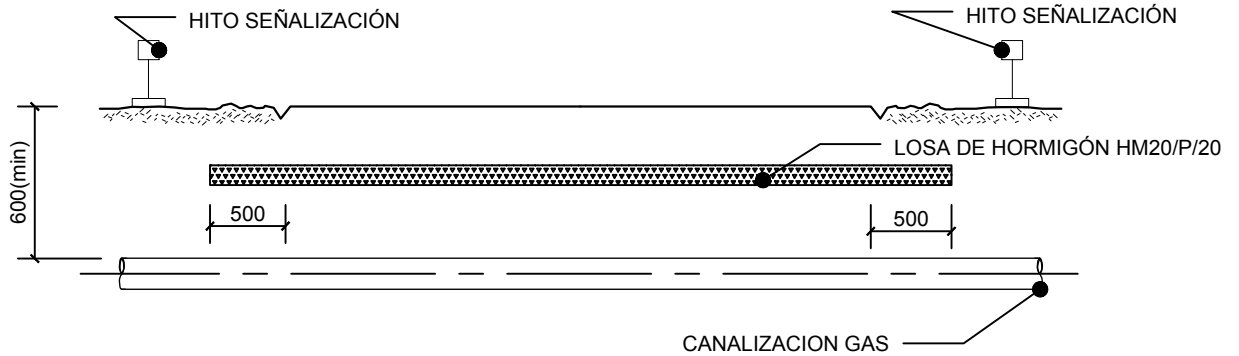
- 1 Dimensiones en milímetros.
- 2 Ø= Diámetro exterior del tubo.
- 3 El ancho mínimo de zanja será 300 mm en zanja estándar.
- 4 Cuando no se pueda cumplir la profundidad de la canalización indicada en este plano se aplicara lo establecido en la norma UNE 60311.

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL.

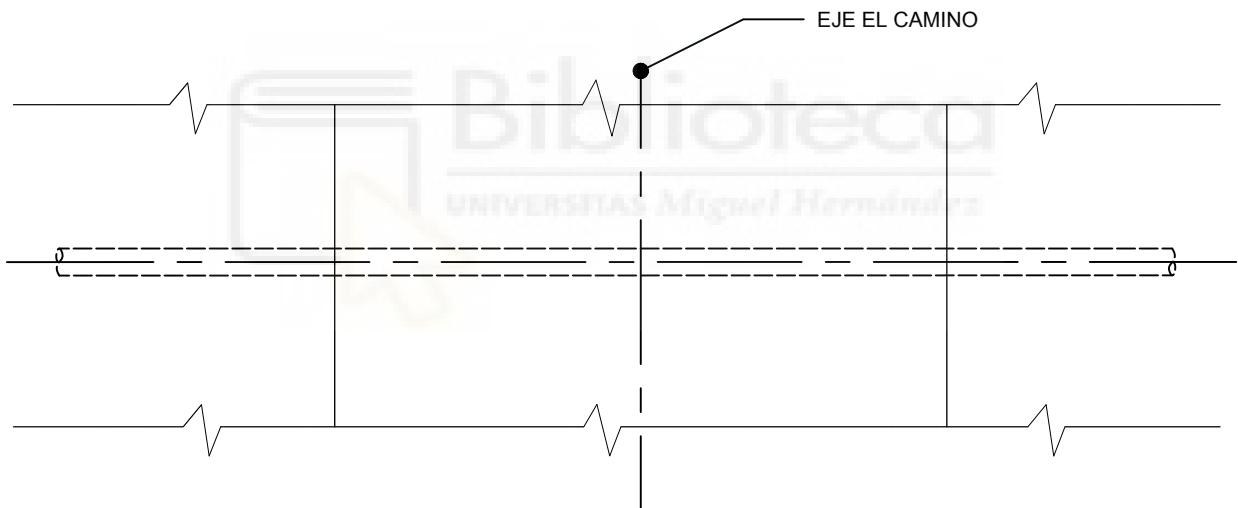
DESCRIPCION	AUTOR				
CAMINO SECUNDARIO CON PAVIMENTO	JORGE SANTOS GARCIA				
	REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
	1	30/08/2021	JORGE S.		
 UNIVERSITAS <i>Miguel Hernández</i> <i>de Elche</i>	Nº DE PLANO		CODIGO	HOJA	ESCALA
	14		PL Z7	14	

CRUCE CAMINO SECUNDARIO

SECCIÓN




PLANTA



NOTAS

- 1 Dimensiones en milímetros.
- 2 \varnothing = Diámetro exterior del tubo de protección.
- 4 La colocación de la tubería debe ser lo más perpendicular posible al eje del camino

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL.

DESCRIPCION	AUTOR				
CRUCE CAMINO SECUNDARIO	JORGE SANTOS GARCIA				
	REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
	1	30/08/2021	JORGE S.		
 UNIVERSITAT <i>Miguel Hernández</i> <i>de Elche</i>	Nº DE PLANO	CODIGO	HOJA	ESCALA	
	15	PL Z8	15		



4250000.0000
4249500.0000
4249000.0000
4248500.0000
4248000.0000
4247500.0000

4250000.0000
4249500.0000
4249000.0000
4248500.0000
4248000.0000
4247500.0000

710000.0000 710500.0000 711000.0000 711500.0000 712000.0000 712500.0000 713000.0000

ESTUDIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO PARA SU INYECCIÓN EN LA RED DE GAS NATURAL

DESCRIPCION		AUTOR				
PLANO GENERAL DEL TRAZADO		JORGE SANTO S GARCIA				
		REVISION	FECHA	REALIZADO	COMPR.	Vº Bº
		1	28/08/2021	JORGE S		
		Nº DE PLANO	CODIGO	HOJA	ESCALA	
		16	TG	16	1:5000	



