



## **REPORTE II**

### **I. ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DE PURIFICACIÓN DEL BIOMETANO Y ASPECTOS PRINCIPALES PARA PEQUEÑAS Y MEDIANAS PLANTAS DE BIOGÁS**

### **II. RECOMENDACIONES PARA ADAPTAR EL MARCO NORMATIVO PARA EL USO DEL BIOMETANO PARA MOVILIZACIÓN Y TRANSPORTE EN URUGUAY**

### **III. INFORMACIÓN TÉCNICA PARA EL ALMACENAMIENTO DEL BIOMETANO COMO GAS COMBUSTIBLE**



Cliente Contratante:  
United Nations Industrial Development Organization (UNIDO)  
Proyecto BIOVALOR

#### **Autores:**

Ing. Thomas Mitschke, Ing. Carsten Linnenberg, Ing. Daniel Nau,  
Ing. Horacio Pinasco, Ing. Javier Ramoska

## Índice

Índice.....	2
Resumen ejecutivo.....	9
1 Antecedentes y Objetivos .....	11
1.1 Proyecto BioValor.....	11
1.2 Objetivos del reporte .....	13
2 Análisis de tecnologías de purificación del biometano y aspectos principales para pequeñas y medianas plantas de biogás .....	14
2.1 Introducción técnica de la purificación del biogás .....	14
2.2 Tecnologías de desulfuración del biogás .....	20
2.2.1 Desulfuración biológica.....	20
2.2.2 Desulfurización química.....	22
2.2.3 Desulfurización adsortiva-catalítica (Filtros con carbono activado) .....	25
2.2.4 Comparación técnica de tecnologías de desulfuración.....	26
2.3 Secado del gas y limpieza final del biogás.....	27
2.4 Tecnologías para la separación del CO <sub>2</sub> del biogás.....	27
2.4.1 Tecnologías de adsorción.....	28
2.4.2 Tecnologías de absorción.....	30
2.4.3 Tecnología de filtración por membranas.....	32
2.4.4 Proceso criogénico .....	34
2.4.5 Tratamiento del offgas .....	35
2.4.6 Comparación técnica-financiera de las tecnologías de separación del CO <sub>2</sub> .....	36
2.5 Costos de generación del biogás en pequeñas y medianas plantas de biogás dentro del grupo destinatario del Proyecto BioValor .....	43
2.6 Afinamiento final del biometano .....	44
2.6.1 Odorización .....	44
2.6.2 Adición de propano/butano.....	45
2.6.3 Compresión .....	45
2.7 Comparación financiera del biogás/biometano con otros combustibles en el mercado Uruguayo .....	46

3	Recomendaciones para adaptar el marco normativo para el uso del biometano para movilización y transporte en Uruguay.....	48
3.1	Resumen del marco legal y normativo actual en Uruguay relacionado al uso del gas natural como combustible.....	49
3.2	Recomendaciones para el marco normativo en Uruguay para la promoción del uso del biometano como gas combustible .....	50
4	Información técnica para el almacenamiento del biometano como gas combustible .....	53
4.1	Aspectos técnicos del almacenamiento del biogás y del biometano...	53
4.2	Almacenamiento en baja presión .....	54
4.2.1	Cubiertas de recolección de biogás.....	56
4.2.2	Gasómetro de doble membrana montado sobre digestor.....	57
4.2.3	Gasómetro de doble membrana externo .....	58
4.2.4	Gasómetro de bolsa externo .....	60
4.2.5	Gasómetros flotantes con sello hidráulico .....	60
4.3	Almacenamiento de media y alta presión.....	61
4.3.1	Recipientes de gas natural comprimido (GNC).....	63
4.3.2	Sistemas Tube Trailers.....	63
4.3.3	Sistema gasoducto virtual.....	64
4.3.4	Almacenamiento criogénico.....	66
4.3.5	Antorcha de biogás.....	68
4.4	Resumen de tecnologías de almacenamiento .....	69
4.5	Recomendaciones de tecnología para pequeñas y medianas plantas de biogás .....	70
5	Literatura.....	71

## **Cuadros/Tablas**

Tabla 1: Variación de la composición del biogás crudo: Fuente: FNR 2014 ....	16
Tabla 2: Características de componentes del biogás en condiciones estándares (0° C; 1 013,25 mbar), Fuente: Merkblatt DWA-M 363, 2010.....	16
Tabla 3: Variación de la composición del biogás crudo en condiciones estándar (0° C; 1 013,25 mbar), Fuente: DWA M 361 ANNEX A 2012.....	17
Tabla 4: Exigencia de calidad al gas en condiciones estándar (0° C; 1 013,25 mbar Fuente: DWA M361 2011 .....	19
Tabla 5: Resumen técnico de las tecnologías de desulfuración para el biogás en el mercado – Fuente: FNR Guide to Biogas, 2012.....	26
Tabla 6: Diámetro cinético para la nano filtración: Fuente FNR 2014 .....	33
Tabla 7: Resumen de los procesos de la purificación del biogás: Fuente: Merkblatt DWA-M 363, 2010 .....	37
Tabla 8: Resumen técnico de los diferentes tecnologías de la separación de CO2 Fuente: Überblick über Biogas-Aufbereitungstechnologien zur Produktion von Biomethan: TU Wien 2012, DWA M361 2011 .....	38
Tabla 9: Resumen financiero de las diferentes tecnologías de la separación de CO <sub>2</sub> según DWA Merkblatt 361M, 2011 .....	39
Tabla 10: Resumen financiero de las diferentes tecnologías de la separación de CO <sub>2</sub> según investigación de la universidad de Viena. Fuente: Überblick über Biogas-Aufbereitungstechnologien zur Produktion von Biomethan: TU Wien 2012 .....	39
Tabla 11: Proyectos modelos de biogás con desechos orgánicos y aguas residuales en América Latina y su costo de generación de biogás – Fuente: Datos de proyectos de referencia del consultor entre 2012 y 2015.....	43
Tabla 12: Presiones de diferentes ramas de distribución del gas natural en Uruguay según el REGLAMENTO DE INSTALACIONES FIJAS DE GAS COMBUSTIBLE (URSEA 2015) .....	45
Tabla 13: Comparación financiera del biogás/biometano con otros combustibles en el mercado Uruguayo – Fuente: URSEA y AD Solutions 2016 .....	46
Tabla 14: Costo de Inversión de la planta de purificación y del servicio del biometano como combustibles Margarethen am Moos, Austria en el tiempo de la instalación y precios asumidos en el 2016 Fuente: Bala et al 2008 y propios cálculos .....	47
Tabla 15: Especificaciones de calidad del gas natural en condiciones estándar en Uruguay de acuerdo al Decreto 78/999.....	50
Tabla 16: Tabla de resumen técnico de tecnologías de almacenamiento de gas como combustible. Fuente: TECNORED Consultores, 2016) .....	69

## **Ilustraciones**

Ilustración 1: Precio Promedio de todos los sectores de consumidores para el m <sup>3</sup> del gas natural en Uruguay Fuente: Estadísticas del Ministerio de Industria, Energía y Minería de la República Oriental del Uruguay, <a href="http://www.dne.gub.uy">http://www.dne.gub.uy</a> 2015 .....	13
Ilustración 2: Etapas de la purificación del biogás - Fuente: <a href="http://www.nachhaltigwirtschaften.at">www.nachhaltigwirtschaften.at</a> 2014 .....	15
Ilustración 3: Capa de Azufre dentro del biodigestor. Fuente: NQ-Anlagentechnik 2016.....	20
Ilustración 4: Unidad de desulfuración biológica interna con bomba de aire (Fuente: <a href="http://www.biogas.de">www.biogas.de</a> ) .....	21
Ilustración 5: Tabla de inyección de aire de Unidad de desulfurización biológica (Fuente: <a href="http://www.biogas.de">www.biogas.de</a> ) .....	22
Ilustración 6: Unidad de desulfuración biológica interna TS-Umwelttechnik GmbH. Fuente: Foto Mitschke 2013.....	22
Ilustración 7: Tecnologías de purificación instaladas en las plantas existentes al nivel mundial (Fuente: IEA Bioenergy 2014) .....	28
Ilustración 8: Diagrama de flujo de la tecnología de PSA del proveedor Schmack Carbotech. Fuente: TU Wien 2012 .....	29
Ilustración 9: Proceso de PSA: Fuente: FNR 2014 .....	29
Ilustración 10: Diagrama de flujo de la tecnología de lavado acuático del proveedor Malmberg. Fuente: TU Wien 2012 .....	30
Ilustración 11: : Diagrama de flujo de la tecnología de lavado amino. Fuente: TU Wien 2012 .....	32
Ilustración 12: Función de la tecnología de filtración por membranas. Fuente: <a href="http://www.nachhaltigwirtschaften.at">www.nachhaltigwirtschaften.at</a> .....	32
Ilustración 13: Proceso de la filtración por membranas (Fuente: TU Wien 2012) .....	33
Ilustración 14: Proceso de separación por membranas según Ing.-Büro Buse, Alemania .....	34
Ilustración 15: Esquema de la oxidación térmica regenerativa (RTO) (Fuente: <a href="http://www.directindustry.de">www.directindustry.de</a> ) .....	36
Ilustración 16: Resumen financiero de las diferentes tecnologías de la separación de CO <sub>2</sub> según FNR 2014 con datos económicos del año 2012 .....	40
Ilustración 17: Comparación de costos específicos de inversión de las tecnologías de separación del CO <sub>2</sub> según diferentes fuentes de literatura. Fuente: DWA M361 2011, FNR 2014, TU Wien 2011).....	42
Ilustración 18: Casos diferentes de especificaciones del gas combustible según el comité técnico europeo 408 para redes verdes de gas (Green Gas Grids). Fuente: European Biogas Association 2014 .....	48
Ilustración 19: Concentraciones de siloxanos según mediciones realizadas y requerimientos técnicos (Fuente: Wellinger et al, 2014) .....	52

Ilustración 20: Almacenamientos de biogás con membranas internos y externos en la planta de referencia de AD Solutions en Costa Rica (Fuente: AD Solutions 2015) .....	53
Ilustración 21: Cubierta de biogás de membrana simple sobre tanque cilíndrico (Fuente: TECNORed).....	56
Ilustración 22 - Cubierta de biogás de membrana doble sobre tanque cilíndrico (Fuente: TECNORed).....	57
Ilustración 23 - Esquema de Gasómetro de Doble Membrana Montado en Digestor (Fuente: TECNORed) .....	58
Ilustración 24 - Esquema de Gasómetro de Doble Membrana Vacío (Fuente: TECNORed).....	59
Ilustración 25 - Esquema de Gasómetro de Doble Membrana Lleno (Fuente: TECNORed).....	59
Ilustración 26 - Gasómetro de Doble Membrana – Fuente: Sattler-Ceno Biogas .....	59
Ilustración 27: Gasómetros de Bolsa. Fuente: Baur-Folienspeicher 2015.....	60
Ilustración 28 - Esquema de Gasómetro Flotante con sello Hidráulico (Fuente: TECNORed) .....	60
Ilustración 29 - Gasómetro Flotante con sello Hidráulico (Fuente: TECNORed) .....	61
Ilustración 30 - Cilindros de GNC (Fuente: TECNORed) .....	63
Ilustración 31 - Tube Trailer de 9 cilindros de MCS International GmbH (Fuente: TECNORed).....	64
Ilustración 32 – Estación Modular de Compresión de Galileo Technologies S.A. (Fuente: TECNORed).....	65
Ilustración 33 - Planta de Descarga y Regulación Modular de Galileo Technologies S.A. (Fuente: TECNORed).....	65
Ilustración 34 - Sistema de Transporte SIMT VST-3 de Galileo Technologies S.A. (Fuente: TECNORed).....	66
Ilustración 35 - Sistema de Licuefacción de Metano de Galileo Technologies S.A. (Fuente: TECNORed).....	67
Ilustración 36 - Semiremolque para Transporte de GNL de Galileo Technologies S.A. ....	67
Ilustración 37 - Planta Satélite de Regasificación de Galileo Technologies S.A. (Fuente: TECNORed).....	68
Ilustración 38 - Antorcha de Biogas de Progeco SRL (Fuente: TECNORed)...	69

## **Siglas y Acrónimos**

BTU	British thermal unit
°C	Grado Celsius
C	Carbono
CER	Carbon Emission Reduction
CH <sub>4</sub>	Metano
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
d	Día
DQO	Demanda química de oxígeno
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GEF	Global Environmental Fund
€/EUR	Euro (moneda de la zona del Euro) → tipo de cambio al momento del reporte, enero 2016: 1 EUR = 1,08 USD
h	Hora
H <sub>2</sub>	Hidrógeno
H <sub>2</sub> O	Agua
H <sub>2</sub> S	Sulfuro de hidrógeno
kg	Kilogramo
KTBL	Instituto Agrícola Alemán “Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft“
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hora
kWh <sub>el</sub>	Kilowatt hora eléctrico
kWh <sub>term</sub>	Kilowatt hora térmico
kWh <sub>i</sub>	Kilowatt hora calórico inferior
kWh <sub>s</sub>	Kilowatt hora calórico superior
l	Litros
m	Metro
m <sup>2</sup>	Metro cuadrado
m <sup>3</sup>	metro cúbico
m <sup>3</sup> <sub>s</sub>	metro cúbico estándar en Uruguay (1 atm, 25 °C)
Nm <sup>3</sup>	metro cúbico normal (1 atm, 0 °C) en Alemania
km	Kilómetro
msnm	Metros sobre el nivel del mar
mg	Miligramo
MF	Materia fresca
MS	Masa seca igual que ST (sólidos totales)

MV	Masa volátil igual que SV (sólidos volátiles)
MWh	Megawatt hora
N	Nitrógeno
NaOH	Soda Cáustica
ONUDI	Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
PSA	Adsorción con presión alternada (Pressure swing adsorption PSA)
SV	Sólidos volátiles (igual que MV)
TIR	Tasa interna de retorno
t o tn	Tonelada métrica
TRH	Tiempo de retención hidráulica
US\$/USD	US Dólares (moneda) → tipo de cambio al momento del reporte enero 2016: 1 EUR = 1,08 USD
VAN	Valor Actual Neto



## Resumen ejecutivo

El informe presente tiene como objetivo de proveer un resumen técnico-financiero de alternativas de purificación del biogás para el uso como combustible vehicular. El análisis a realizar incluye aspectos técnicos periféricos como el almacenamiento del biogás/biometano, aspectos legales como el marco normativo existente relacionado al tema en Uruguay y la integración económica.

La selección de la tecnología adecuada para la desulfurización y la purificación del biogás depende principalmente a la cantidad y la calidad del biogás mismo y así al tamaño y al diseño de la planta de biogás y al sustrato utilizado.

Para flujos de biogás relativamente bajos de hasta 150 m<sup>3</sup> por hora por proyecto, como están ocurriendo en los proyectos potenciales previstos, la tecnología de la separación por membranas es una solución económica, apta especialmente para proyectos de ese tamaño.

Los costos de producción de biometano como combustible en Uruguay están divididos en costos de producción de biogás, costos de purificación al biometano y costos de compresión para el uso como combustible vehicular. Los costos totales para la producción de biogás crudo en Uruguay/ America Latina por kWhi varían dependiendo al tamaño de la planta, el sustrato utilizado y el diseño individual y resultan en un rango de USD 0,02 y 0,07 y entre USD 0,20 y 0,70 por m<sup>3</sup> estándar de biometano.

Con referencia a los valores mencionado en el capítulo 2.4.6 se puede estimar un costo total del biometano purificado para ese tipo de proyectos entre USD 0,35 y 0,95 por m<sup>3</sup> estándar, lo cual implique un costo total entre USD 0,035 y 0,095 por kWhi.

Para poder integrar el uso del biometano como gas combustible dentro del marco normativo uruguayo, se requiere una adaptación de las especificaciones de la calidad del gas natural postulado en el Decreto 78/999. El biometano es un hidrocarburo con una pureza desde 95% hasta 99% de metano y los procesos de purificación pueden ser diseñadas para lograr especificaciones determinadas hasta cierto nivel. Adaptando las especificaciones de calidad es la clave principal para adaptar el marco regulatorio del GN para el uso del biometano. La Tabla 15 indica las especificaciones de calidad del gas natural en condiciones estándares de acuerdo con el decreto 78/999 y la posibilidad de lograr esos requerimientos con la purificación del biometano en pequeñas y medianas plantas. Los retos más importantes para la purificación del biometano con el fin de cumplir esos requisitos son el contenido de H<sub>2</sub>S y el contenido del CO<sub>2</sub>, donde se requiere un cambio a ≤5 mg/m<sup>3</sup> para el H<sub>2</sub>S y a ≤5 Vol. % para CO<sub>2</sub>. Además se recomienda especialmente para el uso vehicular añadir

especificaciones para el contenido de oxígeno, el número de metano y el contenido de siloxanos. (Ver capítulo 3.2)

# 1 Antecedentes y Objetivos

## 1.1 Proyecto BioValor

El proyecto **BioValor**, es un proyecto del Gobierno Uruguayo, que surge de la articulación de tres ministerios:

- El Ministerio de Industria, Energía y Minería a través de la Dirección Nacional de Energía, organismo nacional de ejecución (MIEM/DNE);
- El Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente a través de la Dirección Nacional de Medio Ambiente (MVOTMA/DINAMA);
- El Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (MGAP).

Es cofinanciado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF<sup>1</sup> en inglés), así como por organismos públicos y privados. La Agencia implementadora del proyecto es la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI).

Es un proyecto fundado en noviembre del año 2013 con 4 años de duración, cuyo objetivo principal es la **transformación de residuos** generados a partir de actividades **agrícolas, agroindustriales y de pequeños centros poblados**, convirtiéndolos en **energía y/o subproductos**, con el fin de desarrollar un modelo sostenible de bajas emisiones (contribuyendo a la reducción de Gases de Efecto Invernadero - GEI), a través del desarrollo y transferencia de tecnologías adecuadas.

Basándose en el concepto de Economía Verde promovido con fuerza en la Cumbre de Rio+20, el Uruguay busca, a través de este proyecto, transformar un problema ambiental en una oportunidad de mejora, brindando mayor competitividad a las empresas y generando ingresos o ahorros donde hoy existen costos.

La estrategia para alcanzar el objetivo planteado se basa en cuatro pilares:

- En primera instancia se buscará identificar y conocer los residuos y efluentes generados así como su potencial de valorización en un conjunto de cadenas agroindustriales que van desde el sector primario en campo hasta la producción a nivel industrial (criaderos de cerdos, aves, tambos, cría intensiva de ganado, industrias lácteas, cárnicas, oleaginosa, vitivinícola, lanera, azúcar y alcoholes). Asimismo, se realizará un estudio de las distintas posibilidades tecnológicas existente, evaluando la factibilidad de las mismas y apuntando a la innovación.
- Luego se buscará desarrollar **proyectos piloto de distintas escalas** (de gran y pequeño porte). Desde el sector privado se aplicarán tecnologías avanzadas para la transformación de residuos y subproductos. Por un lado experiencias vinculadas al aprovechamiento de la vinaza proveniente de la producción de bioetanol, así como generación de biogás con residuos de la industria láctea. Teniendo en

cuenta el interés en incluir a los pequeños productores en los procesos de valorización se apoyarán iniciativas que den sustentabilidad a las experiencias al ser implementados de forma cooperativa entre varios productores (Instituto Nacional de Colonización). El proyecto co-financiará experiencias demostrativas para proyectos de pequeña a mediana escala, a través de un llamado a proyectos de valorización, para los sectores y residuos identificados en la etapa inicial.

- En una tercera etapa y en función de los aprendizajes realizados en las instancias anteriores se trabajará en **generar capacidades** locales a través de capacitaciones, difusión y creación de redes de trabajo. Desde el inicio el proyecto articulará acciones con la academia (universidades, agencias e institutos de investigación), de forma de acompañar el avance con investigación nacional en la temática.
- Finalmente se desarrollarán **ajustes en la normativa** así como la creación **de instrumentos financieros y económicos** que promuevan la concreción a nivel nacional de las mejoras tecnológicas, productivas y ambientales que surjan de las experiencias del proyecto.

Se espera que este proyecto logre aportes concretos en la valorización de residuos, generación de nuevas alternativas energéticas, disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero y posicione al país en la temática.

## 1.2 Objetivos del reporte

Los precios del gas natural (GN) en Uruguay es uno de los más elevados en el mundo. El precio bruto varía entre USD 0,89 por m<sup>3</sup><sub>s</sub> para uso industrial y 2,40 m<sup>3</sup><sub>s</sub> para consumo residencial (~ USD 0,089 – 0,24 per kWhi). La Ilustración 1 indica el precio promedio entre los 31 sectores de consumo en Uruguay del año 2014/2015.

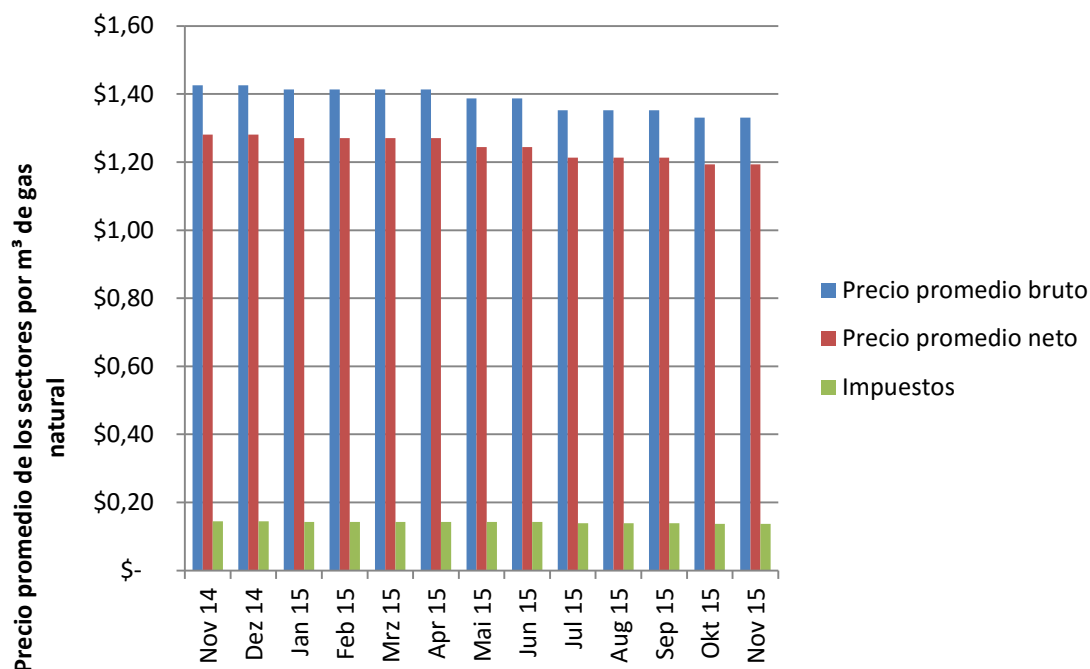


Ilustración 1: Precio Promedio de todos los sectores de consumidores para el m<sup>3</sup> del gas natural en Uruguay  
Fuente: Estadísticas del Ministerio de Industria, Energía y Minería de la República Oriental del Uruguay, <http://www.dne.gub.uy> 2015

De acuerdo o según el IEA 2016, el precio promedio del GN a nivel mundial en el año 2015 se ubicó entre USD 0,30-0,50 por m<sup>3</sup>. El consumo de GN en Uruguay ha oscilado alrededor de 80 millones de metros cúbicos estándares por año [[www.indexmuni.com](http://www.indexmuni.com), 2016].

El precio del gas licuado de petróleo (GLP), dominado por “supergas” oscila alrededor de USD 1,00 por kg, lo cual significa USD 0,09 por kWh<sub>s</sub> sin impuestos sobre ventas (ISV). El consumo del GLP en Uruguay representa 12 mil toneladas por año según la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua en Uruguay [URSEA 2016]. El cien por ciento de los combustibles fósiles en Uruguay son importados, lo cual significa que hay una dependencia fuerte de este producto en el mercado externo.

Por otro lado, Uruguay cuenta con un potencial energético a través de la digestión de residuos y efluentes orgánicos de la agro-industria entre 113 y 162

millones de m<sup>3</sup> de biometano tn por año. [BioValor 2015] El biogás puede, además de sustituir combustibles como por ejemplo el GN, el gas natural comprimido GNC o GLP, reducir el costo energético de los consumidores, las emisiones CO<sub>2</sub>, mejorar el impacto ambiental y disminuir la dependencia de importación de combustibles fósiles.

Para poder usar el biogás en ciertas aplicaciones o redes de distribución, es necesario realizar una purificación a fin de eliminar componentes no deseables como el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) o el ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S). El producto de esa purificación se conoce como “biometano”.

El presente informe tiene como objetivo analizar y sistematizar las diferentes tecnologías de purificación existentes en el mercado en cuanto a su aplicación para plantas pequeñas y medianas de biogás. Asimismo, tiene como fin evaluar el marco normativo en Uruguay para el uso del gas natural y sus condiciones para integrar el biometano como recurso nacional dentro de ese sistema.

## **2 Análisis de tecnologías de purificación del biometano y aspectos principales para pequeñas y medianas plantas de biogás**

### **2.1 Introducción técnica de la purificación del biogás**

La purificación del biogás así como la producción del biometano son procesos de separación de gases y hoy en día son considerados como tecnologías establecidas. Actualmente podemos encontrar disponible en el mercado un gran número de diferentes tecnologías que generan un flujo continuo de biometano, con suficiente calidad para uso como gas combustible para la movilización y alimentación de gas natural en las redes. Dichas tecnologías no solo han demostrado poseer una capacidad técnica pero han proporcionado también un costo benéfico. La selección de la solución técnica más económica depende de una serie de factores que influyen en la cantidad y calidad del biogás crudo a purificar, calidad del biometano requerida, uso previsto del biometano, modo de operación y diseño de la planta de biogás, tipo y constancia de los sustratos empleados y las condiciones locales donde la planta se encuentra ubicada.

Al nivel mundial existen según la Agencia Internacional de Bioenergía [IEA Bioenergy 2014] más de 13.000 plantas de biogás industriales (excluyendo las plantas domesticas), de las cuales 260 plantas de purificación son para la producción del biometano y se encuentran en estado de operación. Actualmente los países con mayor plantas de purificación instaladas a nivel mundial son Alemania con 120 y Suecia con 53. [IEA Bioenergy 2014]

La purificación del biogás para generar gas biometano con características similares a las del gas natural, consta de diferentes etapas de procesamiento las cuales se pueden observar en la Ilustración 2:

- Secado del gas
- Desulfurización
- Separación de CO<sub>2</sub>
- Limpieza para separar sustancias no deseadas, como siloxanos, halo-carbonos, compuestos de amoniaco etc.
- Tratamiento del efluente del gas separado (CO<sub>2</sub> + otros)

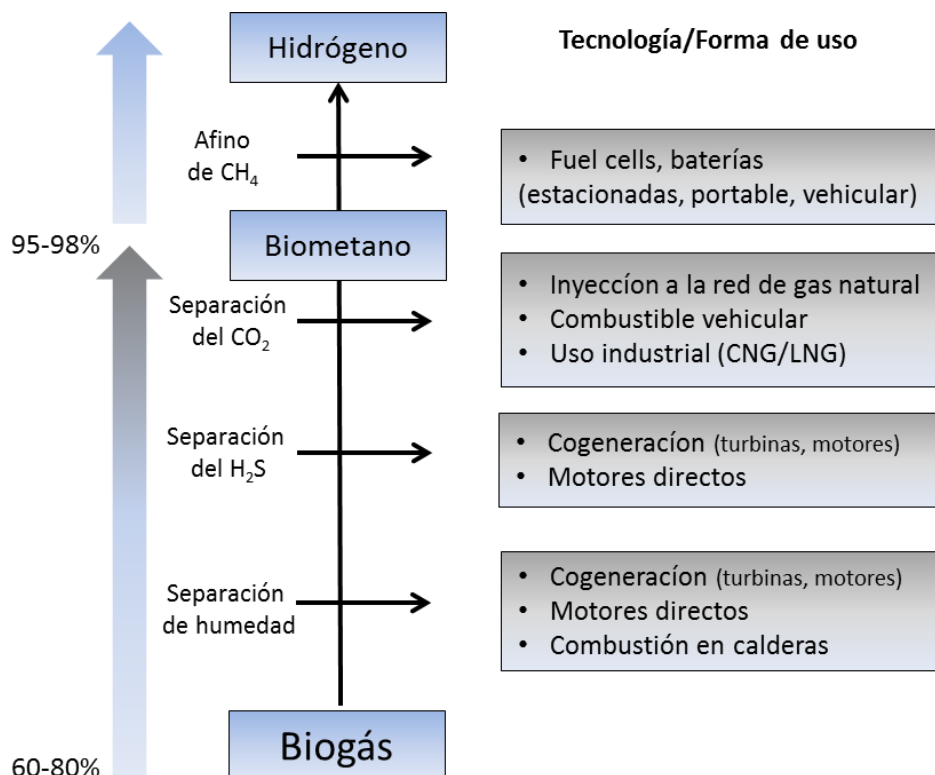


Ilustración 2: Etapas de la purificación del biogás - Fuente: [www.nachhaltigwirtschaften.at](http://www.nachhaltigwirtschaften.at) 2014

En la Tabla 1 se puede observar la composición del biogás crudo y la variación de la calidad dependiendo de los sustratos utilizados en su generación.

El biogás consiste de diferentes compuestos con diferentes características químicas y físicas. La Tabla 2 indica las propiedades relevantes para el uso de gas combustible y los compuestos más importantes del biogás por separado y como mezcla dentro del biogás. La Tabla 3 demuestra la variación de la composición del biogás dependiendo de las diferentes fuentes de sustratos.

**Tabla 1: Variación de la composición del biogás crudo: Fuente: FNR 2014**

	Unidad	Biogás de residuos orgánicos	Biogás de cultivos energéticos
Metano	Vol. %	60–70	50–55
Dióxido de carbono	Vol. %	30–40	45–50
Oxígeno	Vol. %	0–1	0–1
Ácido sulfhídrico	ppmv	100–5.000	100–1.500
Amoniaco	mg/m <sup>3</sup> s	<10	<2
Altos carbohidratos	Carbohidratos mg/m <sup>3</sup> s	<1.250	Trazas
Compuestos de silicio/Siloxanos	mg/m <sup>3</sup> s	<30	<30
Vapor	%	100	100

**Tabla 2: Características de componentes del biogás en condiciones estándares (0° C; 1 013,25 mbar), Fuente: Merkblatt DWA-M 363, 2010**

	Unidad	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	Biogás 65 % CH <sub>4</sub> + 35 % CO <sub>2</sub>
Valor calórico superior	kWh/m <sup>3</sup>	11,1	–	–	7,2
Valor calórico inferior	kWh/m <sup>3</sup>	10	–	6,3	6,5
Límite de explosión	Vol.-%	4,4-16,5	–	4-45	5-12
Temperatura de ignición	°C	595	–	270	650
Presión crítica	bar	47	75	89	–
Temperatura crítica	°C	–82,5	31	100,4	–
Densidad normativa p	kg/m <sup>3</sup>	0,72	1,98	1,54	1,2
Densidad relativa de aire p	–	0,55	1,5	1,2	0,9
Índice de Wobbe W S/N	kWh/m <sup>3</sup>	14,9	–	–	7,6
Número de metano	–	100	–	–	135
Velocidad de llana	cm/s	43	–	73	36-38



**Tabla 3: Variación de la composición del biogás crudo en condiciones estándar (0° C; 1 013,25 mbar), Fuente: DWA M 361 ANNEX A 2012**

Componente	Unidad	Gas del tratamiento anaeróbico de lodo depuradora	Gas de tratamiento anaeróbico de aguas comunales	Biogás de residuos orgánicos	Biogás de cultivos energéticos	Gas de Rellenos Sanitarios /Botaderos
Azufre elemental (S)	mg/ m <sup>3</sup>	20 – 2.500	-	k. A	20 – 2.500	20 – 1.000
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	ppm	500 – 1.500	50 – 30.000	100 – 6.000	50 – 5.000	< 600
Halógenos	mg/ m <sup>3</sup>	0 – 100	-	-	-	0 – 150
Cloro (Cl)		1 – 5 mg/ m <sup>3</sup> <sub>n</sub>		1,1 – 1,4 ppm	< 30 mg/ m <sup>3</sup> <sub>n</sub>	5 – 50 mg/ m <sup>3</sup> <sub>n</sub>
Flúor (F)		1 – 5 mg/ m <sup>3</sup> <sub>n</sub>	-	1,1 – 1,4 ppm	No existente	5 – 13mg/ m <sup>3</sup> <sub>n</sub>
Impurezas (< 10 µm)	mg/ m <sup>3</sup>	-	-	-	existente	-
Compuestos de silicio/Siloxanos	mg/ m <sup>3</sup>	< 40	-	1 – 2	< 1	-
Aromas según CE n°1334/2008	mg/ m <sup>3</sup>	<10 - 100 % CH <sub>4</sub>	-	0,2 – 0,5	< 2	-
Humedad relativa	%	90 – 100	90 – 100	k. A	90 – 100	-
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	Vol.-%	0 – 1	0 – 2	0,1 – 0,5	0 – 2	0 – 6
Metano (CH <sub>4</sub> )	Vol.-%	60 – 70	50 – 85	55 – 65	45 – 70	35 – 70
Número de metano	–	> 100	> 100	> 100	> 100	> 100
Valor calórico superior HS	kWh/ m <sup>3</sup>	6,6 – 7,7	5,5 – 9,4	6,1 – 7,2	5,0 – 7,7	3,9 – 6,6
Valor calórico inferior HI	kWh/ m <sup>3</sup>	6 – 7	5 – 8,5	5,5 – 6,5	4,5 – 7	3,5 – 6,0
Índice de Wobbe	kWh/m <sup>3</sup>	7,0 – 9,1	5,3 – 13,4	6,1 – 8,0	4,6 – 9,1	3,3 – 7,0
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	Vol.-%	30 – 40	15 – 50	35 – 45	30 – 55	30 – 65
Nitrógeno (N)	Vol.-%	0 – 2	2 – 6	0 – 1	0 – 5	0 – 30
Amoniaco (NH <sub>3</sub> )		< 0,05 Vol.-%	-	-	< 2 mg/ m <sup>3</sup> <sub>n</sub>	-
Temperatura T	°C	30 – 55	30 – 55	-	30 – 55	10 – 50
Presión de operación	Mbar	0 – 100	0 – 50	-	0 – 10	0 – 3
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	Vol.-%	0 – 1,5	-	-	0 – 1	0

El grado necesario de purificación del biogás para cada componente depende del uso previsto del gas purificado. En la Tabla 4 se describen los requisitos de calidad para cada componente en condiciones estándar en función de uso previsto de acuerdo a la normativa Alemana [DWA M361, 2011].

En los siguientes capítulos se explicarán los diferentes procedimientos y etapas de purificación del biogás. Este informe proporciona una herramienta para proyectos específicos, el cual facilita la selección de la mejor opción de tecnología para el individuo en función de las características de cada planta de biogás y su uso previsto.

Para el uso de biogás en aplicaciones estacionarias, como ser un generador (CHP), se requiere de ciertas modificaciones o de una combustión producida

mediante un quemador dual. En este caso sólo se requiere una desulfurización del biogás, no siendo necesaria la separación de CO<sub>2</sub>.

**Tabla 4: Exigencia de calidad al gas en condiciones estándar (0° C; 1 013,25 mbar Fuente: DWA M361 2011**

Componente	Combustión de calefacción	Inyección a la red de gas natural	Combustible vehicular en bombas de gas*	Uso de máquinas estacionadas de gas				Celda de combustible (fuel cell)	
				Microturbinas	Turbinas	Motores (CHP) de biogás	Motores de biogás con Cat (CHP)	PEMFC	MCFC
Azufre elemental (S)	< 1000 pm	<30 mg/m³	<10 mg/kg	N.A.	<3000 ppm	N.A.	N.A.	Concentración típica no causa peligro	Concentración típica no causa peligro
Sulfuro de hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	Concentración típica no causa peligro	<5 mg/m³	<7 mg/kg	<200 ppm	<200 ppm	<560 ppm/10 kWh	<8 ppm/10 kWh	<1,0 ppm	<10,0 ppm
Halógenos	Concentración típica no causa peligro	No exigencia	N.A.	N.A.	N.A.	<100 mg/10 kWh	<20 mg/10 kWh	<1,0 ppm	<100,0 ppm
Cloro (Cl)	Concentración típica no causa peligro	No exigencia	N.A.	<1500 mg/kg	<1500 ppm	<50 mg/10 kWh	N.A.	<0,1-1,0 ppm	<0,1 ppm
Flúor (F)	Concentración típica no causa peligro	No exigencia	N.A.	N.A.	<1 ppm	<50 mg/10 kWh	N.A.	<0,01 ppm	<0,01 ppm
Polvo/Partículas (< 10 µm)	libre	libre	N.A.	<20 ppm	<30 ppm	Libre de sólidos	Libre de sólidos	Concentración típica no causa peligro	Concentración típica no causa peligro
Compuestos de silicio/siloxanos	Concentración típica no causa peligro	No exigencia (todavía)	N.A.	<5 ppbv	<5-10 mg/m³ 100ppm	<5-10 mg/m³	0 mg/m³	<1,2 ppmv	<1,2 ppm
Aromas	Concentración típica no causa peligro	No exigencia	< 0,5%	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	Concentración típica no causa peligro	Concentración típica no causa peligro
Humedad relativa	<punto de rocío T de suelo	<punto de rocío T de suelo	<punto de rocío T de suelo	<1.6 %	<punto de rocío 10°C	50-80%	<50%	N.A.	Concentración típica no causa peligro
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	<3 Vol. %	< 3 (0,5) Vol. %	<3 Vol. %	<0-10 Vol. %	N.A.	N.A.	N.A.	Concentración típica no causa peligro	Concentración típica no causa peligro
Metano (CH <sub>4</sub> )	>50 Vol. %	85-100 Vol. %	>80 Vol. %	35-75 Vol. %	>50 Vol. %	45-70 Vol. %	45-70 Vol. %	No exigencia	No exigencia
Número de metano	No exigencia	No exigencia	>70	No exigencia	No exigencia	Información de proveedor	Información de proveedor	Concentración típica no causa peligro	Concentración típica no causa peligro
Valor calórico superior HS	No exigencia	8,4-13,1 kWh/m³	N.A.	3,8-8,3 kWh/m³	N.A.	N.A.	N.A.	2,99 kWh/m³	No exigencia
Valor calórico inferior HI	>5 kWh/m³	No exigencia	10,8/12,8 kWh/kg	N.A.	N.A.	4,5-7 kWh/m³	4,5-7 kWh/m³		
Índice de Wobbe	No exigencia	10,5-15,7 kWh/m³	N.A.	3,5-21,1 kWh/m³	7,5-9,15 kWh/m³	N.A.	N.A.	No exigencia	No exigencia
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	Concentración típica no causa peligro	2,5-6 Vol. %	<15 Vol. % en suma total	<50 Vol. %	N.A.	N.A.	N.A.	Concentración típica no causa peligro	Concentración típica no causa peligro
Nitrógeno (N)	Concentración típica no causa peligro	No exigencia		<50 Vol. %	N.A.	N.A.	N.A.	Concentración típica no causa peligro	Concentración típica no causa peligro
Amoníaco (NH <sub>3</sub> )	Concentración típica no causa peligro	<100 mg/m³	N.A.	N.A.	N.A.	<50 mg/10 kWh	<50 mg/10 kWh	0,1 ppm	Concentración típica no causa peligro
Temperatura T	No exigencia	No exigencia	N.A.	<50°C	N.A.	<40°C	<40°C	N.A.	N.A.
Presión de operación	8-25 mbar	Depende a la red 0,02-100 bar	máx. 260 bar	4,5-7,0 bar	16 bar	>20-80 mbar	>20-80 mbar	N.A.	N.A.
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	Concentración típica no causa peligro	5 Vol. %	<2 Vol. %	0-5 Vol. %	0-4 Vol. %	N.A.	N.A.	>99,9-99,999 Vol. %	N.A.
Agua (H <sub>2</sub> O)			<40mg/kg						
Densidad absoluta			0,72-0,91kg/m³						

\* De acuerdo con la normativa alemana DIN 51624 para los requerimientos técnicos del gas natural como gas combustible

## 2.2 Tecnologías de desulfuración del biogás

Aunque el dióxido de carbono es el principal “compuesto energéticamente inútil” en el biogás, se pudo demostrar que la eliminación de sulfuro de hidrógeno puede ser crucial para la viabilidad técnica y la rentabilidad de toda la cadena de acondicionamiento del gas. El sulfuro de hidrógeno forma, en combinación con agua, un ácido sulfuroso muy corrosivo, que puede causar daños en los equipos y tuberías. Generalmente se puede distinguir la desulfurización biológica/absortiva, la desulfuración química y los procesos adsortivos-catalíticos.

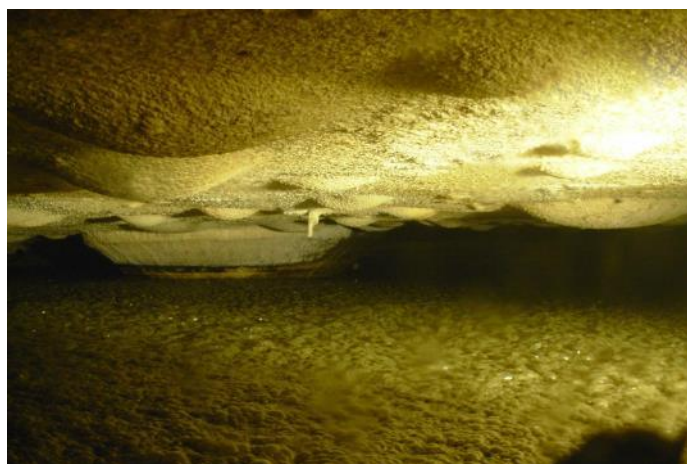
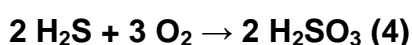
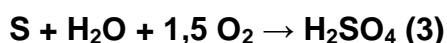
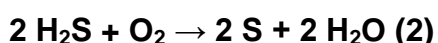
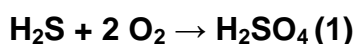


Ilustración 3: Capa de Azufre dentro del biodigestor. Fuente: NQ-Anlagentechnik 2016

### 2.2.1 Desulfuración biológica

La desulfurización biológica se basa en el consumo (la oxidación) del ácido sulfhídrico por microorganismos oxidantes. Generalmente se disuelve primeramente la fracción del ácido sulfhídrico del biogás, luego se la transfiere al sulfúrico elemental mediante los microorganismos y finalmente será oxidada y sacada del proceso. La implementación puede ser realizada dentro o fuera del biodigestor.

Dependiendo de la tecnología aplicada las siguientes reacciones químicas son producidas durante el proceso de desulfurización biológica:



[DWA M 361, 2011]

Las tecnologías más relevantes son la inyección de aire hacia el digestor (desulfurización interna) y los reactores con camas y materiales de relleno

(goteros o bio-lavadoras) los cuales proveen una superficie adecuada para los microorganismos seleccionados en este caso.

### **Inyección de aire** (desulfurización biológica interna)

La inyección de aire hacia la cámara del biogás dentro del biodigestor es un método económico que puede brindar un grado adecuado en plantas de biogás a partir de residuos de origen agrícola con uso en motores estacionarios. Para su uso se requieren las siguientes condiciones de acuerdo con [POLSTER&BRUMMACK 2005]:

- dosificación exacta del oxígeno (a través de la inyección de aire) de acuerdo al contenido de  $H_2S$
- zonas de asentamiento de las bacterias
- suficiente tiempo de retención
- suficiente turbulencia
- la disponibilidad de nutrientes adecuada (superficies de contacto con el sustrato).

El grado de desulfurización con aire es relativamente bajo para el uso de la purificación posteriormente al biometano y depende del contenido del  $H_2S$  y de la disponibilidad de superficies. En la práctica, hay plantas de biogás que logran hasta un 95% de remoción y otras que logran menos de un 50% de eficiencia, es decir que la eficiencia de este sistema no es controlable. [FNR 2014]. Además se recomienda mantener un contenido bajo de oxígeno dentro del flujo de biogás para no afectar los subsiguientes procesos de purificación. A fin de evitar un ingreso de nitrógeno ( $N_2$ ) dentro del biogás, el cual es un componente que es difícil de remover posteriormente, el uso de  $O_2$  puro es recomendable. Los costos de inversión para una planta de 250  $m^3$  de biogás por hora son menores de USD 2.500. La Ilustración 5 indica la dosificación de aire en  $m^3/h$  necesaria relacionada a la producción diaria de biogás.



**Ilustración 4: Unidad de desulfuración biológica interna con bomba de aire**  
(Fuente: [www.biogas.de](http://www.biogas.de))

La formula para la estimación de la demanda de aire es:

$$\text{Aire}_{\min} = \frac{1,5 \times 10^{-6}}{0,21} \times H2S \text{ en ppm} \times V_{\text{biogás en } m^3/h} \quad [\text{Zölsmann et al, 2013}]$$

Por razones de seguridad la dosificación de aire debe ser programada de tal manera que no permite una concentración de aire arriba de 6% del biogás dentro de la membrana, para no subir el límite bajo de explosión.

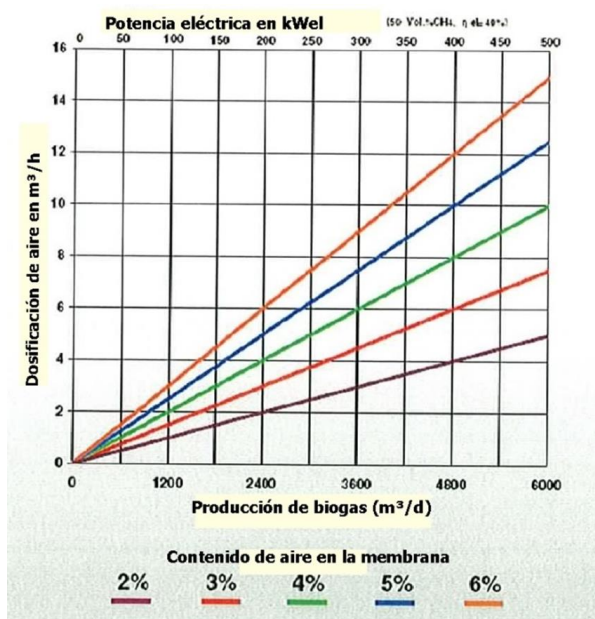


Ilustración 5: Tabla de inyección de aire de Unidad de desulfurización biológica (Fuente: [www.biogas.de](http://www.biogas.de))

## Reactores de goteros (desulfurización biológica externa)



Ilustración 6: Unidad de desulfurización biológica interna TS-Umwelttechnik GmbH. Fuente: Foto Mitschke 2013

Los reactores de goteros trabajan a través de la absorción del ácido sulfhídrico y de la regeneración del medio del lavado con oxígeno.

Se componen de torres o columnas con plástico adecuado (p.e. polipropileno) equipados con materiales de relleno para brindar una amplia superficie para el asiento de los microorganismos. Los microorganismos serán alimentados con nutrientes regularmente a través de lodos filtrados o

fertilizantes orgánicos. La solución de nutrientes circula continuamente dentro del proceso y así mismo remueve el azufre elemental y el ácido sulfhídrico del proceso. Posteriormente se añade oxígeno al flujo del biogás crudo para la regeneración de los materiales de relleno, el cual entra al reactor. Como microorganismos se usa el género de thioxidante y ferroxidantes, los cuales son químlitotróficos y usan el  $\text{CO}_2$  como fuente de carbono.

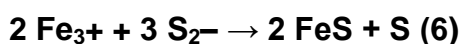
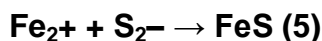
Con este proceso se logra hasta un 99% de degradación de azufre y una concentración de menos de 50 ppmv. La desventaja de este método es la alimentación del oxígeno al flujo del biogás que puede ser hasta 6 Vol.% del gas, por lo tanto si se requiere de una calidad alta de purificación del biogás se utilizan normalmente otros procesos.

### 2.2.2 Desulfurización química

#### Precipitación de sulfuros/Dosificación de hierro

La formación del ácido sulfhídrico puede ser evitada a través de la dosificación de compuestos de hierro (sales de hierro, hidróxidos de hierro) en el proceso

de digestión junto con la alimentación del sustrato. La dosificación puede ser realizada dentro del alimentador de sólidos, si existe a través de una solución líquida mezclada o inyectada al flujo líquido. La reacción del hierro y del ácido sulfhídrico produce la formación de sulfuros insolubles que emergen junto con el efluente de la planta debiogas. La reacción química producida con sales de hierro funciona de la siguiente manera:



[DWA M 361, 2011]

Los productos adecuados para la dosificación son  $\text{FeCl}_2$ ,  $\text{FeCl}_3$  o  $\text{Fe-(II)-Sulfato}$  y  $\text{Fe(OH)}_3$ . La dosificación de compuestos de hierro no afecta el proceso del biogás. No se requiere una inversión adicional aparte de un recipiente para la solución o las sales. Una ventaja significativa es la falta de riesgos ambientales, no se inyectan sales neutras ni otras sustancias contaminantes al producto 0.digestado. Sin embargo, el ingreso de sales puede afectar luego al uso del digestado como fertilizante y el balance en el suelo. La inyección de oxígeno es cero para este método, lo cual es un aspecto muy positivo para la purificación hacia el biometano. Sin embargo los costos de operación pueden ser altos dependiendo del contenido de azufre dentro del biogás. Además en cuanto a las variaciones del contenido de azufre dentro del biogás, este método no es muy flexible. Los costos dependen de la cantidad consumida y la disponibilidad local, por lo tanto se recomienda una cotización individual a fin de realizar una comparación económica de este método. En Alemania una tonelada de sal de hierro cuesta alrededor de USD 110. Una planta de biogás con una producción de biogás cruda de 300 m<sup>3</sup>/h y una concentración de  $\text{H}_2\text{S}$  de 1.000 ppm requiere entre 25 y 30 kg de preparado de hierro por día. La fórmula para evaluar la demanda real es:

$$\text{Fe} = \beta \cdot \frac{M_{\text{Fe}}}{M_{\text{S}}} \cdot \left( \frac{\text{H}_2\text{S}(\text{aq})}{f_{\text{H}_2\text{S}}} \cdot \dot{V}_{\text{Substrat}} + \frac{\Delta \text{H}_2\text{S}(\text{g})}{1000} \cdot \rho_{\text{H}_2\text{S}} \cdot \dot{V}_{\text{Biogas}} \right)$$

$\beta$  = factor de exceso de dosificación entre 1 y 3.5

$M_{\text{Fe}}$  = masa molar de hierro

$M_{\text{S}}$  = masa molar de azufre

$\text{H}_2\text{S}_{\text{aq}} / f_{\text{H}_2\text{S}}$  = concentración de sulfides en el efluente del digestato  $\approx 20 \text{ mg/l}$

$\text{H}_2\text{Sg}$  = concentración de  $\text{H}_2\text{S}$  en ppm

$\rho_{\text{H}_2\text{S}}$  = densidad de  $\text{H}_2\text{S}$  = 1,54 kg/m<sup>3</sup>

[Zölsmann et al, 2013]

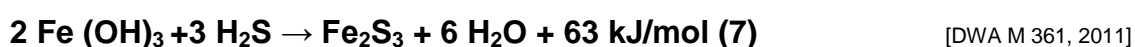


### **Torres o filtros de oxidación férrica**

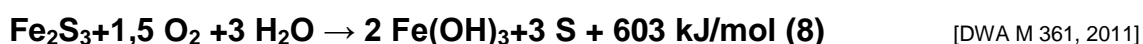
La desulfurización clásica del biogás se realiza a base de sistemas de filtración con masas férricas con las siguientes propiedades:

- Densidad entre 650 kg/m<sup>3</sup> y 850 kg/m<sup>3</sup>,
- < 5 mbar pérdida de presión,
- Granulometría:
  - 5 mm – 25 mm para desulfurizadoras de torre
  - 2 mm – 10 mm para desulfurizadoras de filtro

La eliminación del H<sub>2</sub>S se efectúa a través de la unión sulfurada con la siguiente ecuación:



La regeneración con aire se desarrolla bajo las siguientes condiciones:



El azufre elemental se sienta al material de filtro una vez regenerado. Así se cubre más y más la superficie del material y así baja la eficiencia del material. Una vez que baja la eficiencia bajo un cierto límite se tiene que reemplazar el material con material nuevo. Utilizando este método se logra eliminar las concentraciones entrantes de H<sub>2</sub>S en el biogás desde 6.000 ppm hasta concentraciones menores de 20 ppm. [DWA M361, 2011] La inversión para una desulfurizadora de torre con capacidad para tratar 250 m<sup>3</sup>/h de biogás es alrededor de EUR 75.000 (DWA M361). En esta inversión se estiman costos de operación para insumos, depósitos de insumos usados y de mantenimiento de alrededor de EUR 4.000 anuales para la desulfurización de 500 ppm H<sub>2</sub>S. Sin embargo, empresas como EnviTEC (EnviTEC 2016) ofrecen soluciones alternativas para ese proceso, donde se usará el mismo sistema de filtro de carbono activado, sin intercambiador de calor etc., ya que se puede tratar también el biogás húmedo pero descondensado.

### **Lavado alcalino – bioscrubber (biodepurador)**

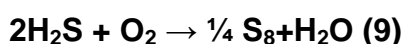
El bioscrubber consiste esencialmente de dos columnas. La primera columna contiene materiales de relleno y es la que recibe el biogás a fin de absorber el H<sub>2</sub>S con el medio de absorción, generalmente con una solución de lavado con 20% de soda cáustica NaOH, que se inyecta y se distribuya desde la parte arriba en contracorriente al flujo de biogás. En la segunda columna (bio reactor) se regenera esa solución a través de oxígeno como estimulante a la conversión biológica y microorganismos, los cuales convierten las iones HS<sup>-</sup> en azufre elemental sólido. Hasta un 95 % del NaOH [Cameron 2016] se libera y es recirculado en el proceso. Sin embargo una parte de la solución tiene que ser removido y renovada debido a la formación de sales.



La eliminación de la solución restante no es problemático debido a la concentración relativamente baja del NaOH en la solución. La adaptación a concentraciones fluctuantes de H<sub>2</sub>S en el biogás es muy flexible. Se logra eliminar concentraciones entrantes de H<sub>2</sub>S en el biogás desde hasta 30.000 mg/m<sup>3</sup> hasta inferiores a 250 ppmv y hasta 50-100 ppmv si la carga entrante es de 2.000 ppmv o menor, especialmente en flujos altos del biogás crudo. Por otro lado la inversión para el equipo es relativamente alta y el manejo requiere personal de operación altamente capacitado. Los costos específicos pueden ser disminuidos especialmente para cantidades altas de biogás debido a los bajos costos de insumos dentro del costo total.

### **2.2.3 Desulfurización adsortiva-catalítica (Filtros con carbono activado)**

La separación del H<sub>2</sub>S con carbono activado impermeabilizado o dotado se basa en la oxidación catalítica del H<sub>2</sub>S adsorbido en la superficie del carbono activado. La impermeabilización y la dotación funcionan como un catalizador para la velocidad de la reacción y la capacidad de carga. La reacción requiere de oxígeno para formar azufre elemental y H<sub>2</sub>O. Ese puede ser logrado a través de un pre-proceso de inyección de aire dentro del biodigestor (ver arriba) o con una dosificación de oxígeno dentro del filtro.



Mediante este método se logra purificar biogás con una concentración de 500 ppm de H<sub>2</sub>S en la entrada hasta un grado purificado bajo de 1 ppm, preferiblemente entre temperaturas de 10° y 70°C. Por lo tanto, este método es solamente recomendable para la desulfurización fina.

El costo de carbón activado es relativamente alto, su eliminación depende de las normativas locales, una regeneración a través de vapor requiere altos costos de energía por lo cual no es normalmente recomendable con el costo del producto nuevo.

## 2.2.4 Comparación técnica de tecnologías de desulfuración

Tabla 5: Resumen técnico de las tecnologías de desulfuración para el biogás en el mercado – Fuente: FNR Guide to Biogas, 2012.

Tecnología	demanda energética eléctrica	Utilidades		inyección de aire al flujo de biogás	Puridad lograda en ppm	Costo de inversión (para 250m³/h)	Problemas/desventajas
		Consumo	Eliminación				
Desulfuración biológica interna	++	++	++	Si	50-2000	>2.500 USD	control de proceso impreciso
Desulfuración biológica externa	-	+	+	Si	50-100	75.000 - 85.000 USD	control de proceso impreciso
Bio depuradora, lavado alcalina	-	-	+	No	50-100	75.000 - 85.000 USD	Altos costos del proceso y complejidad
Desulfuración química interna, dosificación de sales férricas	o	--	o	No	50-500	Equipo de dosificación	Proceso lento
Desulfuración química externa de $\text{FeOH}_3/\text{Fe}_2\text{O}_3$	o	--	--	Si	1-100	75.000 USD (15.000 - 25.000 USD filtro de hierros)	Efecto de limpieza reducido
Carbono activado	o	--	-	Si	<5	30.000 – 50.000 USD	Volumen de eliminación
++ particularmente favorable, + favorable, o neutral, - desaventajado, -- particularmente desaventajado.							

La Tabla 5 resume y compara las diferentes tecnologías de desulfuración en cuanto a los parámetros relevantes de la economía del proceso y los resultados logrados.

Para la purificación del biogás con el fin de obtener características y calidad similares a las del gas natural es recomendable evitar el proceso biológico debido a la inyección adicional de oxígeno y nitrógeno, debido a que en los procesos posteriores no se pueden separar. Algunos procesos de la separación del  $\text{CO}_2$  no requieren la desulfurización fina, debido a que se realizará dentro de los mismos procesos de separación de  $\text{CO}_2$ , sin embargo la tecnología de

lavado amino y de PSA requieren muy bajos grados de azufre para obtener sus capacidades planificadas.

## **2.3 Secado del gas y limpieza final del biogás**

El secado del biogás saturado con vapor de agua es obligatorio a fin de evitar corrosión y para no influir negativamente a los procesos siguientes de la purificación.

Las tecnologías relevantes para el secado del biogás son:

- Filtros finos de gas o de suplementos de cerámica o plástico para reprimir partícula de humedad y de sólidos suspendidos
- Adsorción con gel de silicio o de óxido de aluminio
- Secado de condensación (enfriamiento)
- Compresión

Siloxanos, como compuestos de silicio, entrados al sistema de biogás por aguas negras o agua residuales de la industria a través de detergentes, cosméticos y desodorantes (no tanto en plantas de biogás agrícolas o agroindustriales) tienen que ser separados en su totalidad ya que pueden causar daños abrasivos y desgastes enormes en componentes como pistones, cilindros o válvulas y de esa manera reducir la vida útil de los motores.

A través de la adsorción con carbono activado se logran grados de pureza menores a 0,1 mg/m<sup>3</sup> (por bajo del límite de exactitud de determinación) [DWA M361, 2011]

Con un enfriamiento entre 3° y 12 °C, los compuestos de silicio pueden ser condensados y separados hasta un grado de pureza mayores a 5 mg/m<sup>3</sup> [DWA M361, 2011], con un proceso de congelación de hasta -25°C/-70°C se logra una capacidad de purificación de hasta 26%/99% del contenido [PERSSON et al. 2006, ROSSOL et al. 2003].

## **2.4 Tecnologías para la separación del CO<sub>2</sub> del biogás**

Para lograr características adecuadas en la sustitución directa del gas natural como combustible, se requiere el enriquecimiento del metano dentro del biogás, lo cual básicamente significa la escisión del dióxido de carbono CO<sub>2</sub>, además de los procesos mencionados anteriormente. El objetivo de la separación del CO<sub>2</sub> es la obtención de características necesarias dentro de las normas que son entre otros, el valor calórico y el índice de Wobbe. Para el uso de biometano como gas combustible vehicular es necesario remover el CO<sub>2</sub> ya que no posee ningún valor energético reduciendo el volumen energético de los recipientes y de los tanques del combustible.

En los siguientes capítulos se explicaran las diferentes tecnologías que existen en el mercado para tal fin. Las tecnologías más importantes actualmente (ver Ilustración 7) para la purificación del biogás son:

- Adsorción por cambio de presión (ingles: pressure swing adsorption PSA)
- Separación a través de membranas
- Absorción con lavado de agua
- Absorción con lavado de disolventes orgánicos
- Absorción con lavado de amino ácidos
- Separación criogénica

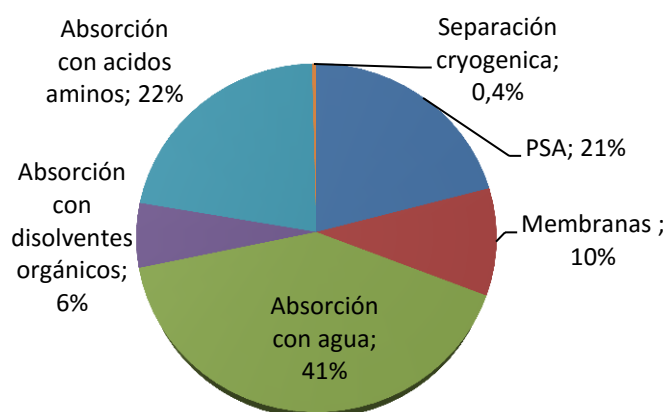


Ilustración 7: Tecnologías de purificación instaladas en las plantas existentes al nivel mundial (Fuente: IEA Bioenergy 2014)

Los criterios claves de las tecnologías de purificación del biometano son:

- Costo de inversión
- Consumo energético
- Consumo de insumos (disolventes etc.)
- Pérdida de metano/ contenido de metano en el “offgas” - necesidad de tratamiento

#### 2.4.1 Tecnologías de adsorción

Las tecnologías de adsorción pueden ser diferenciadas por adsorción por cambio de presión (ingles: pressure swing adsorption PSA) y adsorción por cambio de temperatura. Actualmente, solo la tecnología de PSA tiene una relevancia en el mercado, por lo tanto este capítulo se enfocará principalmente en esta tecnología.

En el sistema de PSA, el biogás crudo es comprimido a 4-7 bares y luego es enfriado a alrededor de 5°C y llevado a una columna de adsorción que está llena con el adsorbente, por ejemplo tamices moleculares de carbono o

carbón activado, el cual adsorbe el  $\text{CO}_2$  mientras el flujo del biogás/biometano pasa por la columna (ver Ilustración 9).

Posteriormente, el dióxido de carbono será desadsorbido del medio a través de una reducción en la presión mediante una bomba de vacío, mientras la corriente del biogás crudo será llevado a una columna paralela con tal fin que siempre hay una columna bajo de presión para recibir el corriente del biogás crudo/biometano y una columna para la regeneración del adsorbente por vacío. Las presiones altas y temperaturas bajas favorecen la adsorción del  $\text{CO}_2$ , aunque se adsorben parcialmente fracciones de metano, oxígeno y nitrógeno. Sin embargo, mediante este proceso se adquiere una pureza promedio de 96% de metano (con un consumo elevado de energía eléctrica se puede llegar a producir una pureza de hasta 99%). Los adsorbentes normalmente duran entre 15-20 años y no tienen que ser reemplazados durante la vida útil de la planta. [FNR 2014]

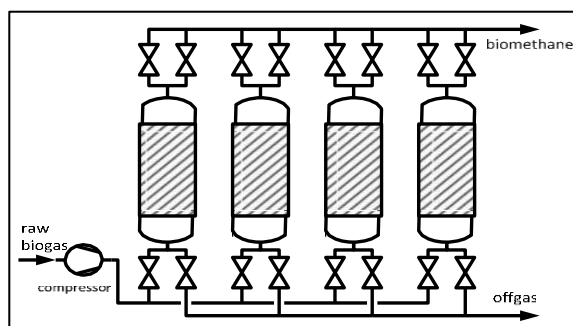


Ilustración 8: Diagrama de flujo de la tecnología de PSA del proveedor Schmack Carbotech. Fuente: TU Wien 2012

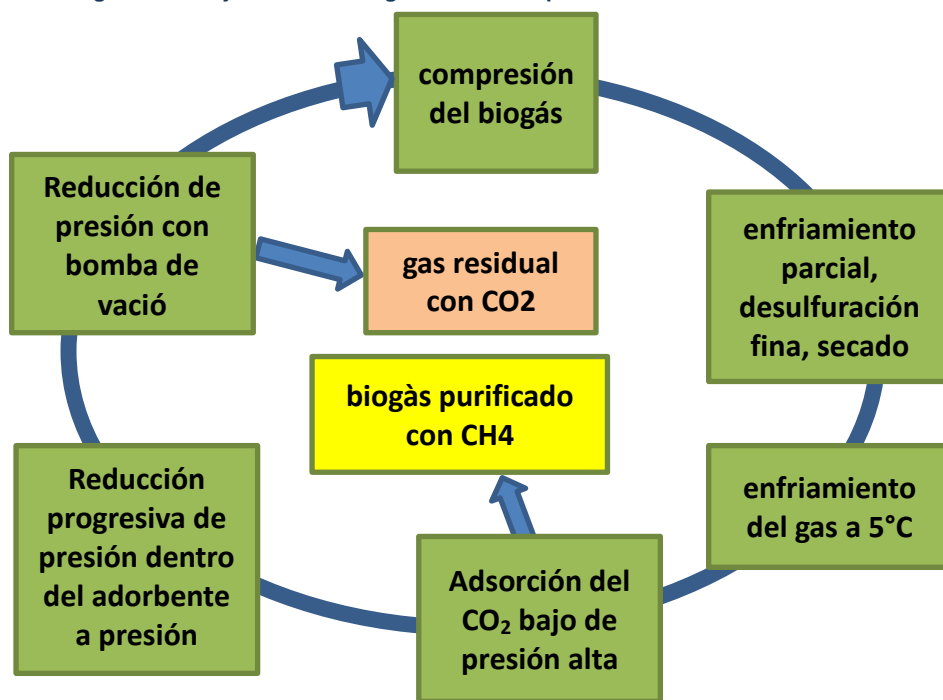
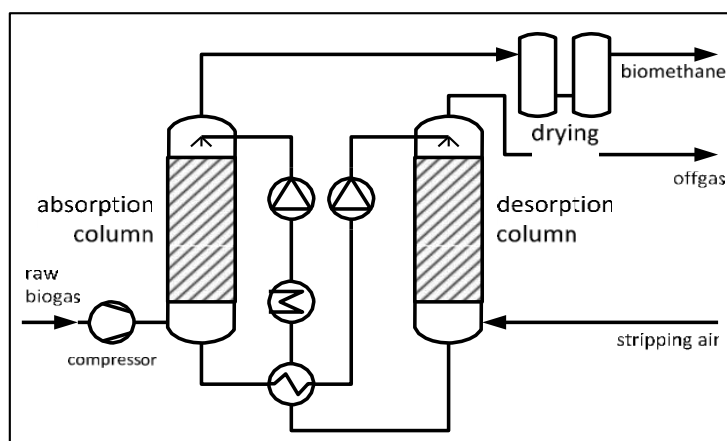


Ilustración 9: Proceso de PSA: Fuente: FNR 2014

## 2.4.2 Tecnologías de absorción

Las tecnologías de absorción actualmente aplicadas son los lavados con agua, con un disolvente orgánico, con una solución química o mediante aminoácidos. El principio de la absorción se basa en diferentes solubilidades de los componentes del gas a purificar. El biogás crudo tendrá contacto con la solución del lavado dentro de una columna rellena con materiales plásticos para aumentar la superficie de contacto de las fases. Debido a una mayor solubilidad del dióxido de carbono comparada con la del metano, el  $\text{CO}_2$  puede ser separado de la corriente del biogás. La solución del lavado debe ser renovada o regenerada durante el proceso a fin de mantener la capacidad de absorción.

### Absorción con agua (depurador de agua)



**Ilustración 10:** Diagrama de flujo de la tecnología de lavado acuático del proveedor Malmberg. Fuente: TU Wien 2012

Este método se denomina también fregado o limpieza húmeda. El absorbente utilizado es el agua, el cual se pone en contacto con el biogás a purificar en torres o columnas (rellenas o no) donde se efectúa la transferencia de masa del  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  al agua que fluye a contracorriente. Las temperaturas de operación suelen ser de 5 a 10 °C, aunque también puede operar a temperatura ambiente, siendo las presiones de trabajo entre 7 y 10 bar. En este sistema se necesita regenerar el agua cargada de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ , lo que se realiza utilizando una torre donde, de forma instantánea, el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$  pasan al aire circundante, reincorporando el agua al proceso de absorción; siendo necesario reponer entre 10 y 20% de ésta. (ver Ilustración 10). Además de la separación del  $\text{CO}_2$  se disuelve el ácido sulfhídrico y amoníaco dentro de la solución y pueden ser separados de esa manera del biogás. La corriente de  $\text{CO}_2$ , llamado "offgas" contiene partes de metano debido a que el metano generalmente se disuelve también en el agua, solamente a menor escala que el dióxido de carbono. Debido a la inyección del aire en la columna de regeneración la cual entra con la solución de agua de regreso a la columna de absorción también y así entra al flujo del biogás/biometano, para esto se requiere la instalación de

un secador adicional. Mediante la utilización de este tipo de tecnología se logran purezas de metano entre 90 y 99% (en promedio 97%) con una concentración de oxígeno máx. 0,1 %. [DWA M361 2011 y FNR 2014]

### **Absorción física con soluciones orgánicas (depurador orgánico)**

Ese método es técnicamente muy parecida al lavado con agua y presión. En vez de agua se utiliza un disolvente orgánico (p.e. polietilenglicol) con el fin de obtener una mayor solubilidad y así mismo un tamaño menor del circuito del proceso y menores dimensiones del equipo y la planta de purificación. Los procesos patentados para este tipo de tecnología son Genosorb<sup>®</sup>, Selexol<sup>®</sup>, Sepasolv<sup>®</sup>, Rektisol<sup>®</sup> y Purisol<sup>®</sup>. En este caso el medio del lavado necesita energía térmica adicional entre 50° y 80°C de temperatura para ser regenerado. Normalmente se puede utilizar el offgas con su bajo contenido de metano para tal fin. Otra ventaja de ese método es la adsorción de H<sub>2</sub>S y del H<sub>2</sub>O en la columna del lavado, por tal razón no se requiere la instalación de una desulfurización final ni una secado adicional procedente a la absorción. Este tipo de tecnología puede obtener purezas de metano entre 93 y 98% (en promedio 97%). [DWA M361 2011 y FNR 2014]

### **Absorción química, lavado con soluciones aminas (depurador químico)**

La absorción química se caracteriza por tener una reacción química entre el componente del gas disuelto y la solución del lavado síguela cual alcanza una absorción física dentro de la fase líquida. Así se aumenta la capacidad de carga del líquido con el gas a absorber y la conexión entre los componentes no deseados en el biogás y la solución del lavado se amplifica. La reacción química es muy selectiva por lo que la pérdida de metano dentro del líquido es reducida a un mínimo. Entre las tecnologías disponibles actualmente en el mercado, esta proporciona la más alta concentración de metano en el gas purificado. Además no se ocupa una compresión del gas adicional que resulta en un consumo de energía eléctrica relativamente bajo. Sin embargo se requiere energía térmica para la regeneración entre 0,5 y 0,8 kWh/m<sup>3</sup> biogás crudo a un nivel de temperatura de 120°- 160 °C.

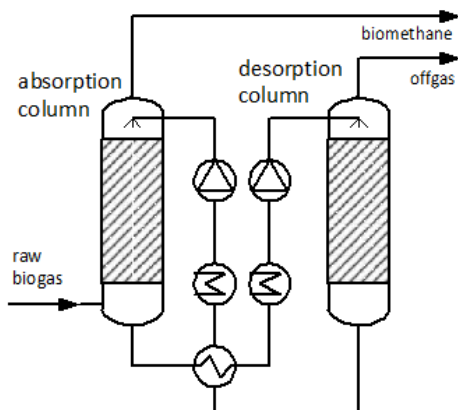


Ilustración 11: : Diagrama de flujo de la tecnología de lavado amino. Fuente: TU Wien 2012

### 2.4.3 Tecnología de filtración por membranas

Este método tiene por objetivo "filtrar" el biogás. La corriente gaseosa a purificar se desplaza a través de una membrana selectiva, debido a la fuerza motriz generada por diferencias de presión. El factor determinante es la permeabilidad que poseen las moléculas que componen la corriente de gas a purificar.

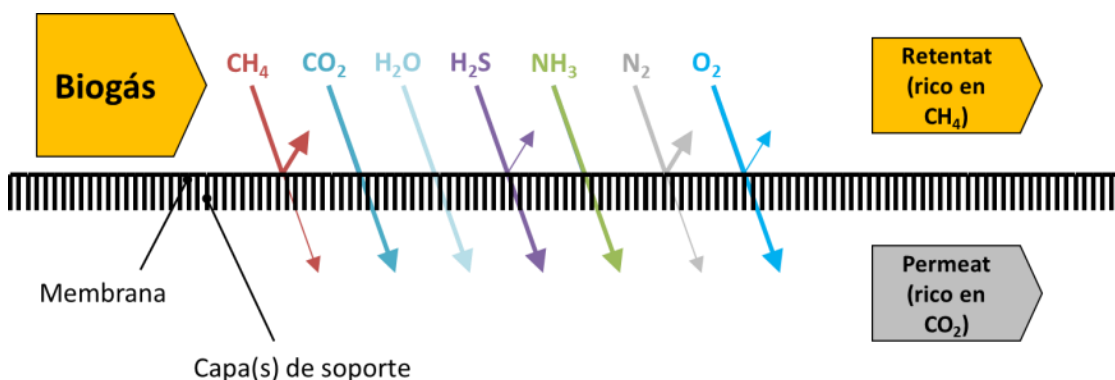
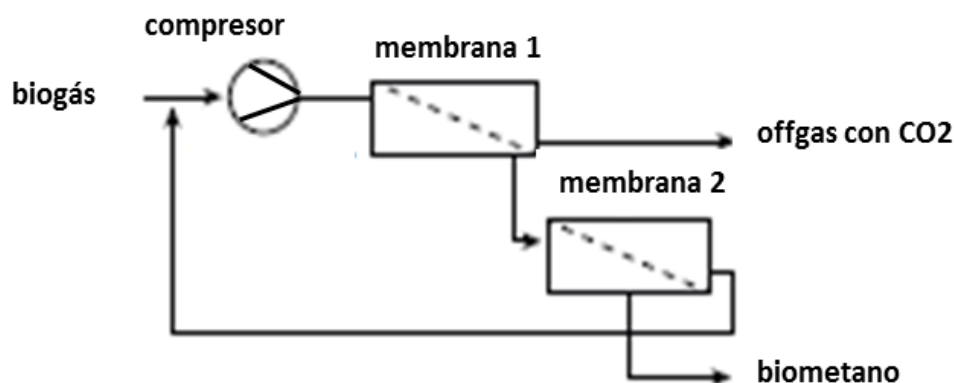


Ilustración 12: Función de la tecnología de filtración por membranas. Fuente: [www.nachhaltigwirtschaften.at](http://www.nachhaltigwirtschaften.at)

El proceso de permeado de un gas a través de una membrana polimérica lisa es un proceso complejo que puede involucrar varios pasos: 1) Adsorción del gas en una interfase de la membrana. 2) Solución del gas en la membrana en esa interfase. 3) Difusión activada del gas en, y a través de la membrana. 4) Desprendimiento del gas de la solución por la interfase opuesta. 5) Desorción del gas en la última interfase. [Varnero et al, 2012]





**Ilustración 13: Proceso de la filtración por membranas (Fuente: TU Wien 2012)**

Los materiales de las membranas son formulados especialmente para separar selectivamente determinados gases, principalmente CO<sub>2</sub> del CH<sub>4</sub> presente en el biogás (Llaneza et al., 2010), siendo la permeabilidad de la membrana una función directa de la solubilidad química del gas específico en la membrana. El criterio de separación está determinado por los diámetros de las moléculas de los componentes gaseosos (ver Tabla 6). La permeabilidad del CO<sub>2</sub> es 20 veces más alta y la de H<sub>2</sub>S es 60 veces más alta que la permeabilidad del metano, por lo cual esos dos componentes pasan mucho más rápido por la membrana que el metano. [Varnero et al, 2012]

**Tabla 6: Diámetro cinético para la nano filtración: Fuente FNR 2014**

Molécula		Diámetro	
Metano	CH <sub>4</sub>	0,38	nm
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0,38	nm
Monóxido de carbono	CO	0,37	nm
Oxígeno	O <sub>2</sub>	0,35	nm
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	0,33	nm
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	0,29	nm
Agua	H <sub>2</sub> O	0,26	nm

En la práctica se instala una desulfurización fina y un secador previo a la membrana para la protección y para ampliar la vida útil de ella. Como se puede observar en la Ilustración 13 se podrían instalar diferentes etapas modulares adicionales para obtener una mayor eficiencia de separación. Sin embargo actualmente, esa tecnología es la que proporciona mayores pérdidas de metano dentro del offgas, por lo cual se recomienda no solo un tratamiento del offgas, por ejemplo a través de una antorcha, sino un uso energético con motores específicos para bajos contenidos de metano o con una mezcla del biogás crudo en un motor de biogás convencional. En el mercado de la purificación del metano, esa tecnología es una de las más recientes con todavía pocos resultados de experiencia a largo plazo. Los productos nuevos tienen una vida útil garantizada de 10 años, lo cual significa la necesidad de un reemplazo completo de las membranas durante operaciones más a largo plazo. Sin embargo la instalación es relativamente fácil y la operación no requiere más mantenimiento o utilidades a parte de la demanda alta de energía eléctrica para

la compresión. Los costos de inversión específicos son relativamente bajos, facilitan también el uso para flujos de biogás más bajos y la tecnología es escalable debido a su instalación modular. Además la filtración por membranas tiene una característica muy tolerante a un proceso de “start-stop”, lo cual facilita el uso para estaciones de servicio de GNC, especialmente para proyectos pequeños y medianos como grupo destinatario dentro del programa BioValor.

Para reducir el consume de energía eléctrica la empresa Alemana Ingenieurbüro Buse introdujo al mercado una nueva variación de la separación de membranas [[www.ing-buse.de](http://www.ing-buse.de)]. Esa tecnología combina dos procesos de premiación y trabaja en ambos casos con membranas permeables al gas pero impermeable al agua. La fuerza principal es la diferencia de las presiones parciales de los gases.

La Ilustración 14 muestra los 2 pasos del proceso. El primer paso es para la desgasificación del agua a través de vacío con el fin de obtener una diferencia de las presiones parciales más altas. El agua desgasificada entra al segundo paso para separar el CO<sub>2</sub> del flujo del biogás crudo y luego regresa al paso 1 para la desgasificación del CO<sub>2</sub> nuevamente. El proceso es novedoso y energéticamente eficiente, y la tecnología ganó el premio de innovación 2012 de la región.[[www.ing-buse.de/presse](http://www.ing-buse.de/presse)] En las primeras plantas de purificación del biometano con estación de servicio de BioCNG se ha instalado esa tecnología con éxito.

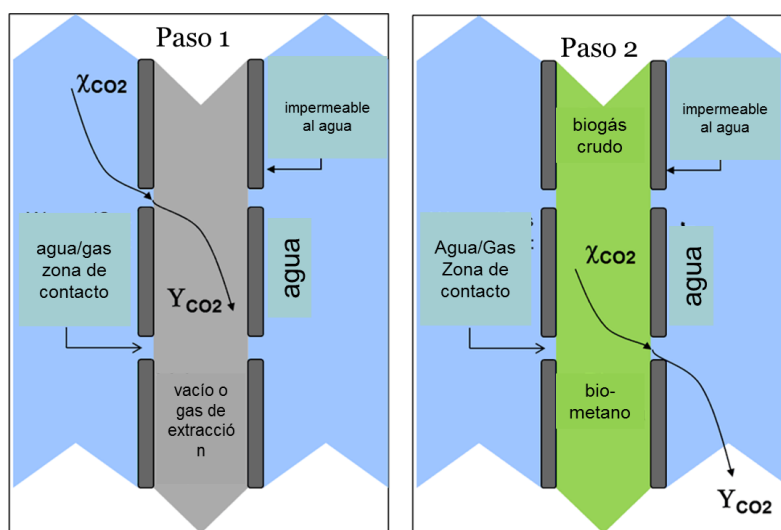


Ilustración 14: Proceso de separación por membranas según Ing.-Büro Buse, Alemania

#### 2.4.4 Proceso criogénico

El proceso criogénico se basa en la congelación del corriente gaseoso bajo a presión. Generalmente, el CO<sub>2</sub> se convierte en una fase líquida mientras el metano se mantiene en forma gaseosa, sin embargo podría convertirse dependiendo de la temperatura y la presión en una fase líquida también.

Actualmente, esa tecnología no tiene relevancia en el mercado (ver Ilustración 7) por lo tanto no se cuenta con suficientes datos de experiencia para ser incluido en la siguiente comparación. Sin embargo el proceso criogénico cuenta con un potencial futuro después de un desarrollo adicional, ya que se podría establecer el uso y la comercialización del subproducto dióxido de carbón, que podría dar un valor adicional para ese tipo de proyectos. Ambos productos, el CO<sub>2</sub> y el CH<sub>4</sub> logran obtener altos grados de purezas con este tipo de tecnología, sin embargo los costos energéticos y los costos de inversión son demasiado altos actualmente. Existen plantas que están usando el proceso criogénico como proceso adicional a la filtración por membranas a fin de afinar el offgas con el contenido relativamente del metano.

#### **2.4.5 Tratamiento del offgas**

Debido a que el metano es un gas de efecto invernadero por mínimo 21 veces más que el dióxido de carbono (según el protocolo de Kyoto 1997 para un horizonte de 100 años) el contenido residual dentro del offgas debe que ser tratado previo a su liberación al ambiente. Generalmente la concentración del metano dentro del offgas es < 1% hasta alrededor de 5%, concentraciones y no alcanzan los requerimientos mínimos para motores o turbinas de gas. Por tal razón hay en la práctica dos opciones para el aprovechamiento energético:

La mezcla con un flujo de biogás crudo, para obtener concentraciones óptimas según Tabla 4, aumenta tentado la pérdida de metano dentro del proceso de la purificación o la generación de energía térmica en aplicaciones especiales como el quemador Flox®. Esa aplicación puedo quemar compuestos de gas con concentraciones de 5%, si la puesta en marcha fuese realizada con biogás o gas natural. La energía térmica de escape (600°-700°C) puede ser recuperada con un intercambiador de calor y ser utilizada dentro del proceso u otros usos.

En el caso de no tener un concepto energético para el offgas, el CH<sub>4</sub> puede ser quitado del offgas a través de la oxidación con los siguientes procesos.

#### **Oxidación térmica regenerativa (RTO)**

Las plantas de oxidación térmica regenerativa (RTO por sus siglas en inglés) son comunes en la industria para tratar flujos de gases que contengan contaminantes orgánicos volátiles como flujos con bajas concentraciones de metano. El gas es calentado a la temperatura de oxidación y la carga de metano es oxidado térmicamente. En ello se forman CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O. El calor se recupera a través de intercambiadores cíclicos. El proceso es exotérmico por lo cual se puede lograr una operación auto térmico con concentraciones desde 2 mg CH<sub>4</sub>/m<sup>3</sup>. Si la concentración es más baja, se requiere una fuente térmica externa. La RTO se usa principalmente después del proceso de PSA y de la

absorción con soluciones orgánicas, ya que no es afectada por contenidos de azufre.

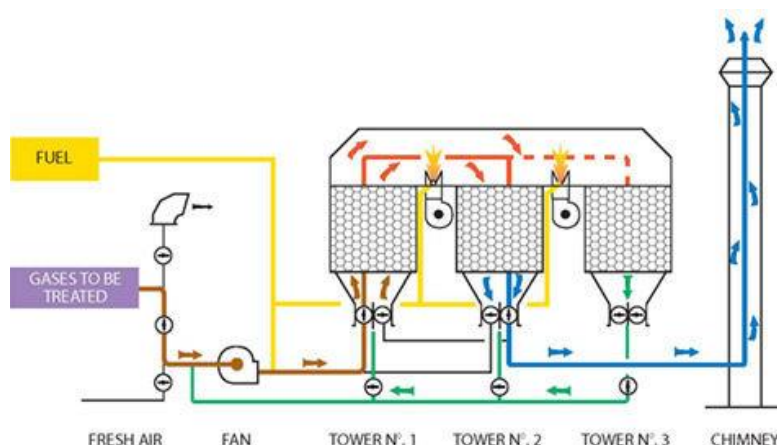


Ilustración 15: Esquema de la oxidación térmica regenerativa (RTO) (Fuente: [www.directindustry.de](http://www.directindustry.de) )

### Post-combustión catalítica

La post-combustión catalítica es parecida a la RTO, solo que requiere un nivel de temperatura menor, debido a la energía de activación de catalizador. Como catalizadores se usa platino, paladio o cobalto. Ellos tienen que ser remplazados después de su vida útil. Además ese proceso es afectado por contenidos de azufre por lo tanto en algunos procesos de purificación no se recomienda.

#### 2.4.6 Comparación técnica-financiera de las tecnologías de separación del CO<sub>2</sub>

El análisis y la comparación técnica-financiera se base en valores de experiencia realizados en tres diferentes institutos.

En la Tabla 8 se demuestran los resultados de la Universidad TU Viena [TU Wien 2012), los cuales en el rubro técnico coinciden en su mayoría con la guía informativa y normativa para la limpieza del biogás, publicado por el instituto alemán Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (DWA) en su documento *Merckblatt DWA-M361, 2011*. Los valores divergentes de ambos instituciones están marcados específicamente. Los valores financieros en la Tabla 8 se basan solamente en la investigación de la Universidad de Viena.

**Tabla 7: Resumen de los procesos de la purificación del biogás: Fuente: Merkblatt DWA-M 363, 2010**

Componente a remover	Procedimiento	Implementación	Eliminación o problemas de emisiones
<b>Polvo, Partículas (Impurezas)</b>	Separación	Filtros de grava, filtros finos (cartuchos), uso de antivahos, separador de ciclón, precipitadero de placas, tarro	Por lo general sin problemas de eliminación
<b>Vapor de agua</b>	Enfriamiento + 5°C, Separación	Refrigerador de agua, chiller	
<b>CH condensables, CH minerales</b>	Compresión, Enfriamiento, Separación	Compresor de pistón o de tornillo	
<b>Amoniaco</b>	Condensación al punto de rocío	Enfriamiento a 3-5°C	Instalaciones de regeneración externas
	Condensación de congelación	Enfriamiento a -25°C	
	Carbono activado	Regeneración por vapor o gases calientes	
<b>Sulfuro de hidrógeno</b>	Carbono activado impregnado	1 o 2-cama-reactor con/sin regeneración	Vertedero, Acondicionamiento del azufre posible
	Pellets con óxido de hierro	Torre con regeneración	Vertederos especiales
	Oxidación biológica	Columnas con elementos de relleno, biofiltros, inyección de aire en zona de gas	ev. uso de fertilizante
	Lavado biológico	Torre de materiales de relleno	Efluente básico, planta depuradora, ev. fertilizante
	Lavado básico	Torre de materiales de relleno	ev. uso de fertilizante
	Dosificación de hierro	Dosificación hacia el digestor	con el digestado
<b>Carbohidratos</b>	Carbono activado sin regeneración	1 o 2-cama-reactor	Instalaciones de regeneración externas
<b>Dióxido de carbono</b>	Adsorción con tamices moleculares	Regeneración por vapor o gases calientes	
	Lavado químico-físico	PSA con tamices moleculares de carbono o zeolíticos	Eliminación de la solución del lavado
	Lavado físico	Lavado amino con monoetanolamina	
	Separación de membranas	Compresión con membranas	Rastros de sustancias quedan en el permeado
	Proceso criogénico	Rectificación, Refrigeración	Eliminación del ácido carbónico sólido
<b>Siloxanos</b>	Condensación al punto de rocío	Enfriamiento a 3-5°C	Instalaciones de regeneración externas, deposito
	Condensación de congelación	Enfriamiento a -25°C	
	Lavado	Lavado con petróleos	
	Adsorción de Carbono activado	Con diferentes temperaturas	

**Tabla 8: Resumen técnico de los diferentes tecnologías de la separación de CO<sub>2</sub> Fuente: Überblick über Biogas-Aufbereitungstechnologien zur Produktion von Biomethan: TU Wien 2012, DWA M361 2011**

Parámetro	Absorción física con agua: lavado acuático de presión	Absorción física: lavado con disolvente orgánico	Absorción química: lavado amino	Adsorción con presión alternada: (Pressure swing adsorption PSA)	Tecnología de membranas
Capacidad [m <sup>3</sup> /h biometano]	200-1.200	300-1.500	400-2.000	300-800	50-500
Contenido de metano [vol.%]	95,0-99,0	95,0-99,0	>99,0	95,0-99,0	95,0-99,0
Rendimiento de metano [%]	98,0	96,0	99,96	98	80-99,5
Deslizamiento de metano [%]	2,0	4,0	0,04	2,0	20-0,5
Presión de suministro bar(g)	4-8 *7-10	4-8	0	4-7	4-7
Consumo de energía eléctrica [kWhel/m <sup>3</sup> ] biometano]	0,46 *0,25 kWh/m <sup>3</sup> biogás crudo	0,49-0,67 *0,24-0,33 kWh/m <sup>3</sup> biogás crudo	0,27 *0,06-0,15 kWh/m <sup>3</sup> biogás crudo	0,46 *0,25 kWh/m <sup>3</sup> biogás crudo	0,25-0,43**
Demanda de energía térmica- nivel de temperatura	-	media alta 70-80°C *0,3 kWh/m <sup>3</sup> biogás crudo	alta 120-160°C *0,5-0,8 kWh/m <sup>3</sup> biogás crudo	-	-
Necesidad de desulfuración	Depende del proceso	si	si	si	si
Demanda de utilidades	Antifouling, Secador	Disolvente orgánico (sin peligro)	Solución de amino (dañino, corrosivo)	Carbón activado (sin peligro)	
Carga/Capacidad parcial [%]	50-100	50-100	50-100	85-115	50-105
Cantidad de plantas de referencia (2012)	mucho	poco	medio	mucho	poco

\*datos diferentes según DWA M361, 2011

\*\*según el proveedor Hitachi Zosen Inova (Ex MT-Biomethan) se logra consumos específicos de 0,2-0,25 kWh/m<sup>3</sup> biometano

Los costos de inversión incluyen costos de la tecnología de separación de CO<sub>2</sub> incluyendo pre- y post-tratamiento (desulfuración, secado), costos de la obra civil y la infraestructura para la planta de purificación y costos para el diseño y los permisos. Las diferentes fuentes son el libro de reglas para la purificación del biogás según normativa Alemana DWA M361, 2011, el manual “Leitfaden Biogasaufbereitung und –einspeisung” del FNR 2014 y el análisis mencionado de la Universidad de Viena. Los costos de acuerdo con FNR se han investigado a través de una encuesta entre los proveedores más importantes de las diferentes tecnologías en Alemania. El hecho que la mayoría de las plantas de purificación en Alemania están construidas para flujos de biogás mayores a 500 m<sup>3</sup> /h, ocasiona que no se pudieran adquirir suficientes datos para incluir pequeñas plantas. Lo último está incluido dentro del resumen de la TU Viena. Las diferentes fuentes demuestran una reducción significativa de los costos de inversión desde 2011 hasta 2014 debido al desarrollo fuerte del mercado. Hoy

en día, ese precio se ha reducido aún más como demuestran cotizaciones individuales de diferentes proveedores.

**Tabla 9: Resumen financiero de las diferentes tecnologías de la separación de CO<sub>2</sub> según DWA Merkblatt 361M, 2011**

Producción de biogás m³n/h	PSA			Absorción con agua			Absorción química, Lavado Amino		
	Inversión €	€/m³n biogás	€/m³n biometano*	Inversión €	€/m³n biogás	€/m³n biometano*	Inversión €	€/m³n biogás	€/m³n biometano*
250		- €	- €	1.145.000 €	4.580 €	7.417 €	847.400 €	3.390 €	5.321 €
500	1.238.050 €	2.476 €	4.010 €	1.323.500 €	2.647 €	4.287 €	1.026.800 €	2.054 €	3.224 €
1.000	1.840.800 €	1.841 €	2.981 €	1.699.000 €	1.699 €	2.751 €	1.556.100 €	1.556 €	2.443 €
2.000	2.925.000 €	1.463 €	2.368 €					- €	- €

\*asumiendo un contenido de biometano de 65 Vol. % en el biogás crudo y un 5% de pérdidas para PSA y la absorción con agua - 2% de pérdidas para el lavado amino

**Tabla 10: Resumen financiero de las diferentes tecnologías de la separación de CO<sub>2</sub> según investigación de la universidad de Viena. Fuente: Überblick über Biogas-Aufbereitungstechnologien zur Produktion von Biomethan: TU Wien 2012**

Parámetro	Absorción física con agua: lavado acuático de presión	Absorción física: lavado con disolvente orgánico	Absorción química: lavado amino	Adsorción con presión alternada: (Pressure swing adsorption PSA)	Tecnología de membranas
<b>Costos de Inversión</b> [€/m³/h biometano]					
Para 100m³/h biometano	10.100	9.500	9.500	10.400	7.300-7.600
Para 250m³/h biometano	5.500	5.000	5.000	5.400	4.700-4.900
Para 500m³/h biometano	3.500	3.500	3.500	3.700	3.500-3.700
<b>Costos de Operación*</b> [€/kWh i]					
Para 100m³/h biometano	1,4	1,38	1,44	1,28	1,08-1,58
Para 250m³/h biometano	1,03	1,02	1,20	1,01	0,77-1,16
Para 500m³/h biometano	0,91	0,9	1,12	0,92	0,65-1,011

\*sin costos de capital/inversión)

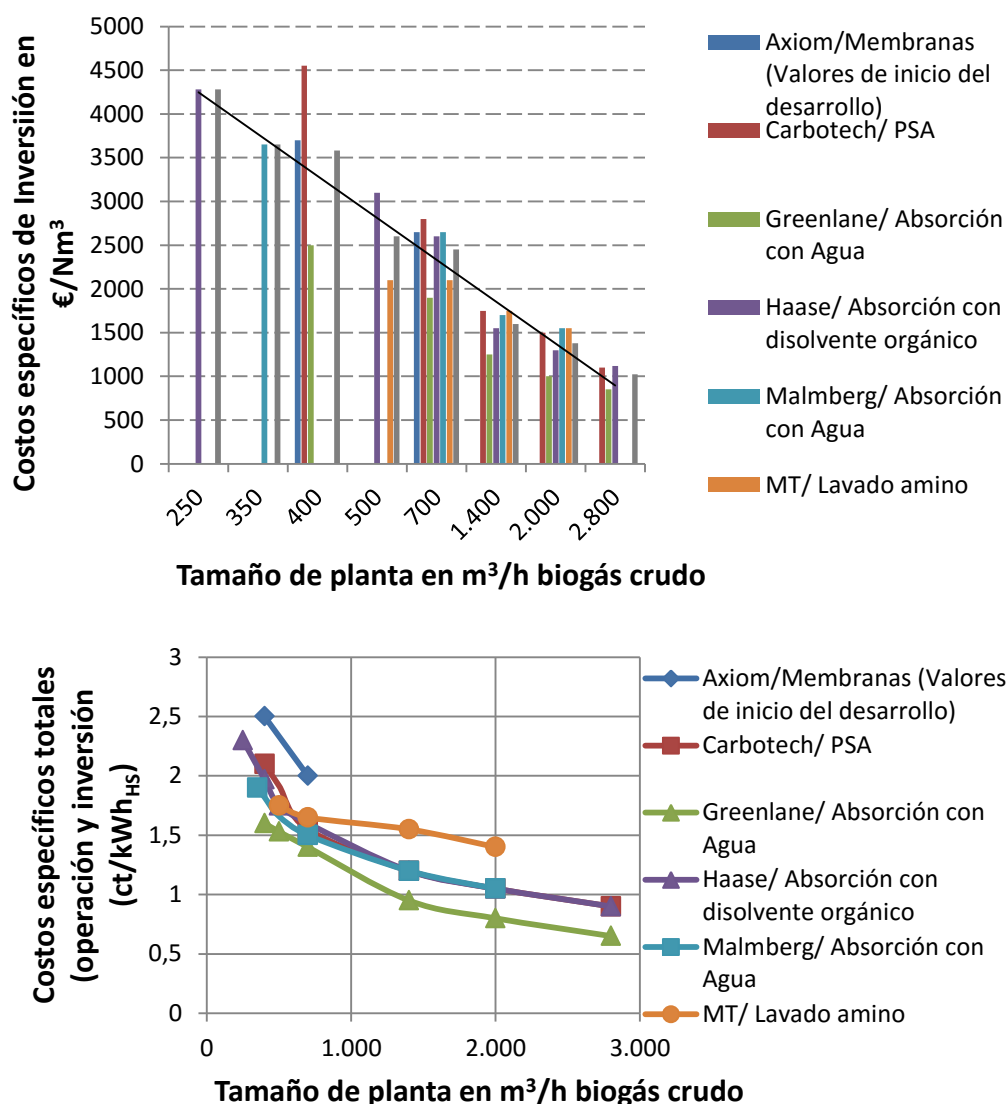


Ilustración 16: Resumen financiero de las diferentes tecnologías de la separación de CO<sub>2</sub> según FNR 2014 con datos económicos del año 2012

La Ilustración 16 muestra diferentes costos específicos por kWhs del biometano incluyendo costos de operación y costos de capital por inversión. EL FNR realizó los cálculos con una tasa de interés de 7% por año, y 20 años de vida útil. El rango de los costos es entre EUR 0,006 y 0,025 por kWh<sub>s</sub>, lo cual corresponde a EUR 0,06 hasta EUR 0,25 por m³ de biometano para la purificación. Para las plantas pequeñas y medianas de biogás se puede estimar un costo total entre EUR 0,15-0,25 por m³ de biometano. Los datos para la tecnología de filtración por membranas según FNR tienen todavía un potencial de reducción, ya que la tecnología está en desarrollo. Según TU Viena, los costos de operación y los costos de inversión están en el mismo rango o menor que las demás tecnologías. Los costos de operación para este tipo de tecnología pertenecen a la mitad del consumo de energía, debido a la compresión necesaria. Para el uso como gas combustible en una estación de servicio, esa parte del costo se puede nivelar mediante la



aplicación de presión requerida a fin de lograr una compresión necesaria para el llenado de los almacenamientos y los tanques.

La Ilustración 17 da un resumen y un costo promedio entre las tres comparaciones de los costos de inversión que demuestra que la tecnología de separación de membranas tiene el costo específico más bajo en la categoría de las pequeñas plantas de 0-250 m<sup>3</sup>/h del biogás crudo seguido de la absorción con agua. En regiones de precios energéticos más bajos (o más caros) los costos específicos por tecnología pueden cambiar y de esa manera determinar la selección final de la tecnología más óptima. En el caso de Uruguay, el costo de energía eléctrica está con USD 0,12/kWh hasta casi 50 % más bajo que en Alemania con EUR 0,16 - 0,19 EUR por kWh mientras otros costos pueden ser más altos lo cual sería más favorable para tecnologías como la PSA o la filtración por membranas.

El hecho que la tecnología de filtración por membranas está todavía en bajo de desarrollo y así provee potencial de reducción de costos de inversión se demostró nuevamente en la reunión anual de la asociación Alemana al biogás (Fachverband Biogas) en Núremberg en febrero 2016. La empresa Hitachi Zosen Inova presentó una solución de separación por membranas para 125 m<sup>3</sup>/h de biometano que tiene un costo de inversión específico incluyendo obra civil, pretratamiento e ingeniería de 7.000 €/m<sup>3</sup>. El costo específico total (costos de capital y costos de operación) resulta en EU 0,0387/kWh mientras el costo específico para una planta de purificación de 700m<sup>3</sup>/h resulta en EUR 0,019/kWh. [Hitachi Zosen Inova 2016]

Biogás crudo m³/h	PSA €/m³ biogas				Absorción con agua €/m³ biogas				Absorción química, Lavado Amino €/m³ biogas				Absorción orgánica €/m³ biogas				Separación por Membranas €/m³ biogas			
	DWA	TU Wien	FNR	Promedio	DWA	TU Wien	FNR	Promedio	DWA	TU Wien	FNR	Promedio	DWA	TU Wien	FNR	Promedio	DWA	TU Wien	FNR	Promedio
<b>0-250</b>		6.760 €		<b>6.760 €</b>	4.580 €	6.565 €	3.650 €	<b>4.932 €</b>	3.390 €	6.175 €		<b>4.782 €</b>		6.175 €	4.280 €	<b>5.228 €</b>		4.843 €	3.700 €	<b>4.272 €</b>
<b>251-500</b>	2.476 €	3.510 €	4.550 €	<b>3.512 €</b>	2.647 €	3.575 €	2.500 €	<b>2.907 €</b>	2.054 €	3.250 €	2.100 €	<b>2.468 €</b>		3.250 €	3.100 €	<b>3.175 €</b>		3.120 €		<b>3.120 €</b>
<b>501-1000</b>	1.841 €	2.405 €	2.275 €	<b>2.174 €</b>	1.699 €	2.275 €	2.275 €	<b>2.083 €</b>	1.556 €	2.275 €	2.100 €	<b>1.977 €</b>		2.275 €	2.600 €	<b>2.438 €</b>		2.340 €	2.650 €	<b>2.495 €</b>
<b>&gt;1000</b>	1.463 €		1.300 €	<b>1.381 €</b>			1.270 €	<b>1.270 €</b>			1.650 €	<b>1.650 €</b>			1.323 €	<b>1.323 €</b>				

Ilustración 17: Comparación de costos específicos de inversión de las tecnologías de separación del CO<sub>2</sub> según diferentes fuentes de literatura. Fuente: DWA M361 2011, FNR 2014, TU Wien 2011)

## 2.5 Costos de generación del biogás en pequeñas y medianas plantas de biogás dentro del grupo destinatario del Proyecto BioValor

El grupo destinatario del Proyecto BioValor consiste en proyectos potenciales con un flujo de biogás crudo entre 25 y 500 m<sup>3</sup> por hora de biometano, que dentro del mercado son denominados como pequeñas y medianas plantas de biogás. Los sustratos para la generación del biogás son en su mayoría residuos orgánicos o aguas residuales de la agro-industria Uruguay, como la industria de carnes, cría de animales, la industria láctea etc. Normalmente este tipo de proyectos se caracteriza por no tener un costo de la biomasa a fermentar, ya que se trata de desechos, sino más bien se obtiene un valor agregado por la eliminación de ellos. Por otro lado, las plantas de biogás para el tratamiento de desechos agro-industriales requieren la instalación y operación de equipos de pre-tratamiento más complejos, lo cual implica un costo de inversión más alto que las plantas de biogás operados con cultivos energéticos.

**Tabla 11: Proyectos modelos de biogás con desechos orgánicos y aguas residuales en América Latina y su costo de generación de biogás – Fuente: Datos de proyectos de referencia del consultor entre 2012 y 2015**

Proyecto: Tipo de industria y sustratos utilizados	Capacidad de producción de biogás/biometano en m <sup>3</sup> <sub>s</sub> /h	Costo total de producción del biogás/biometano en USD/m <sup>3</sup> <sub>s</sub> sin CHP	Costo total de producción del biogás/biometano en USD/KWh <sub>i</sub> sin CHP
1. Honduras: Cría de 10 mil cabezas de cerdos → 150 tn/día de cerdaza con 2 % ST (laguna anaeróbica con precalentamiento del sustrato)	55 32	0,28 0,47	<b>0,047</b>
2. Honduras: Producción de Aceite de Palma Africana 70.000 tn FFB/año → aguas residuales con un DQO de 80.000 mg/l (lagunas anaeróbicas con diseño semi-UASB)	242 157	0,13 0,20	<b>0,02</b>
3. Costa Rica: Cría de 25 mil cabezas de cerdos y producción de carne → 150 tn/día de cerdaza con 3,5 % ST y residuos orgánicos de la matanza (lagunas anaeróbicas con diseño semi-UASB)	100 65	0,26 0,40	<b>0,04</b>
4. Honduras: Frigorífico de ganado, procesión de 110 cabezas por día → aguas residuales y desechos orgánicos	23 14	0,42 0,69	<b>0,069</b>
5. Argentina: Cría de ganado, 400 unidades → 700 tn/año estiércol sólido, 10 mil tn/año estiércol líquido (tanques de concreto con calefacción)	25 14	0,24 0,42	<b>0,042</b>

Según FNR 2014 el costo promedio de la generación del biogás en Alemania, donde la mayoría de las plantas opera con cultivos energéticos, varía entre EUR 0,06 y 0,07 (USD 0,061 – 0,071) per kWh<sub>s</sub> para plantas con una capacidad hasta 500 m<sup>3</sup>/h de biogás crudo.

Tabla 11 indica los costos de producción de biogás crudo (biometano) de varios proyectos modelos de la categoría del grupo destinatario de BioValor en América Latina excluyendo el costo de la generación de energía eléctrica. Los costos que se incluyen son: costo de capital con condiciones locales, mantenimiento, personal, seguros, utilidades y costos de energía con condiciones locales. Se implica en donde necesario un sistema de calefacción del sustrato a través de un quemador de biogás (Proyectos 1, 3, 4, 5.). **Los costos totales por kWh<sub>i</sub> resultan en un rango de USD 0,02 y 0,07 y entre USD 0,20 y 0,70 por m<sup>3</sup> estándar de biometano.**

Con referencia a los valores mencionado en el capítulo 2.4.6 se puede estimar un costo total del biometano purificado para ese tipo de proyectos entre **USD 0,35 y 0,95 por m<sup>3</sup> estándar, lo cual implique un costo total entre USD 0,035 y 0,095 por kWh<sub>i</sub>.**

## 2.6 Afinamiento final del biometano

Dependiendo de la normativa y los requisitos regulatorios, existen diferentes procesos para adaptar el biometano a las características del medio que se planifica sustituir, por ejemplo la inyección a la cañería del gas natural.

### 2.6.1 Odorización

Los gases, que forman parte del suministro público, tienen que ser odorizados de acuerdo con la normativa local con el fin de asegurar la percepción del gas natural/metano, los cuales son naturalmente inodoros, por personas en contacto con tuberías y componentes técnicos en el caso de fugas u otros daños posibles que provoquen un escape del gas no esperado. La percepción del olor puede ser clasificada en 0 (=no perceptible) hasta 6 (= extremadamente fuerte), gas natural y por eso también el biometano debe obtener una percepción del nivel 3 (= obvio). Se usan odorizantes como mercaptanos o tetrahidrotiofeno, los cuales pueden ser dosificados al flujo del biometano a través de una instalación de inyección o en bypass. La operación y la inspección del equipo deben ser realizadas de acuerdo con la normativa local para el gas natural.

El costo de inversión para plantas de odorización se puede estimar con alrededor de EUR 10.000 (ca. 100m<sup>3</sup> /h) y EUR 30.000 (ca. 1000 m<sup>3</sup>/h). [[www.Biogas-Netzeinspeisung.at](http://www.Biogas-Netzeinspeisung.at), 2016]

## 2.6.2 Adición de propano/butano

Unos de las características determinantes del gas natural dentro de una red local son los índices Wobbe y los valores calóricos del gas. En algunos casos, por ejemplo si el contenido del metano en el biometano purificado no se logra realizar arriba de 95% o el gas de la red tiene un valor calórico muy alto, puede ser necesario aumentar ese valor a través de la adición de gases como el propano (46-47 MJ/kg H<sub>i</sub>) o el butano (45-46 MJ/kg H<sub>i</sub>). En cuanto al uso del biometano como gas combustible se recomienda evitar ese proceso de adición, ya que se reduce el valor del número de metano bajo requerido en la mayoría de las normas. [FNR 2014]

## 2.6.3 Compresión

Para la inyección del biometano a un gasoducto del suministro público, la presión del biometano o el medio a inyectar debe que ser mayor que la presión dentro de la tubería o el recipiente a inyectar.

**Tabla 12: Presiones de diferentes ramas de distribución del gas natural en Uruguay según el REGLAMENTO DE INSTALACIONES FIJAS DE GAS COMBUSTIBLE (URSEA 2015)**

Tipo de tubería	Presión máxima admisible de operación (MAPO)
Cañería de distribución	<= 4 bar
Gasoducto de distribución	4-16 bar
Gasoducto de transporte	>= 40 bar
Presión de trabajo para estaciones de servicios para gas natural comprimido GNC vehicular	200 bar

La compresión requiere un suministro de energía eléctrico relativamente alto dentro del proceso de purificación del biometano y su facilitación para su uso posterior. Especialmente el uso vehicular requiere una presión alta como demuestra la Tabla 12 para obtener una densidad más alta del gas comprimido y aumentar la capacidad energética del tanque del vehículo.

Según Suscon et al (2016), la demanda de energía eléctrica para comprimir mil pies cúbicos a 2,000 psi es de casi 14 kWh por 1,000 pies cúbicos. Ese valor corresponde **a 0,5 kWhel por un m<sup>3</sup> a una presión de 138 bars**. Asumiendo un costo por kWhel neto de USD 0,12 (precio promedio para consumidores industriales) implicaría un costo adicional de USD 0,06 por m<sup>3</sup> del biometano.

La energía mecánica necesaria para la compresión se aumenta cuadráticamente comparada con la relación de la diferencia de presión, lo cual afecta a los costos energéticos. [FNR 2014]

## 2.7 Comparación financiera del biogás/biometano con otros combustibles en el mercado Uruguayo

Tabla 13: Comparación financiera del biogás/biometano con otros combustibles en el mercado Uruguayo – Fuente: URSEA y AD Solutions 2016

Combustible	Costo/Precio	
	USD por Unidad	USD por kWh <sub>i</sub>
<b>Biogás</b>	0,13-0,42 \$/m <sup>3</sup>	0,02-0,068 \$/kWh <sub>i</sub>
<b>Biometano purificado</b>	0,35-0,95 \$/ m <sup>3</sup>	0,035-0,095 \$/kWh <sub>i</sub>
<b>Gas Natural*</b>	0,83-2,07 \$/ m <sup>3</sup>	0,085-0,21 \$/kWh <sub>i</sub>
<b>Súper gas*</b>	0,95-1,05 \$/ kg	0,079-0,087 \$/kWh <sub>i</sub>
<b>Gasolina 95</b>	1,40 \$/l	0,15 \$/kWh <sub>i</sub>
<b>Leña</b>	0,7 \$/ kg**	0,25 \$/kWh <sub>i</sub>
<b>Fuel Oil</b>	0,92 \$/l	0,09 \$/kWh <sub>i</sub>
*sin impuestos		
**incl.. transporte de 30 km, costo varía		

La Tabla 13 muestra que los costos de la producción de biogás y del biometano con desechos agro-industriales en Uruguay son en su mayoría más económicos que los precios de los combustibles fósiles. De esa manera el uso del biometano puede brindar un ahorro significativo especialmente en calderas industriales que están usando gas natural o supergas.

Para la sustitución de gasolina o diésel para el uso vehicular, se requiere la modificación de los vehículos a un sistema de combustión de gas natural, lo cual cuesta entre USD 500 - 1.000 por vehículo normalmente. Además se requiere la instalación de estaciones de servicios de gas natural o biometano, preferiblemente en los sitios de las plantas de biogás.

La Tabla 14 indica los costos de capital y de operación de una estación de servicio de biometano de 30 m<sup>3</sup>/h en Margarethen am Moos, Austria. Sin la tecnología de purificación se puede estimar un costo total que incluye costos de inversión y operación de EUR 0,166 por m<sup>3</sup> de biometano, lo cual sería un costo adicional de USD 0,179 por m<sup>3</sup> y alrededor de USD 0,02 por kWh<sub>i</sub>. Para estaciones más grandes el costo puede bajarse hasta bajo de USD 0,05 por m<sup>3</sup>. [Hitachi Zosen Innova 2016]

Tomando en cuenta los datos mencionados en la Tabla 13, el biometano siempre puede lograr como máx. USD 0,115 per kWh<sub>i</sub> (USD 0,095 + USD 0,02 per kWh<sub>i</sub>) un costo inferior al precio neto de la gasolina (enero 2016) con USD 0,15 per kWh<sub>i</sub>. Sin embargo, para lograr obtener un mercado de vehículos con sistemas de uso de GNC que usarían el biometano, se requiere una inversión inicial alta para establecer la infraestructura e incentivar el uso de GNC como

combustible vehicular en Uruguay. Debido al alcance de kilometraje por tanque lleno más reducido de los vehículos (250-350 km) comparado a los motores diésel o gasolina, los motores de GNC están todavía menos atractivos en el sector de transporte y para el consumidor privado. Buses o transportes locales pueden ser un grupo inicial para introducir esa tecnología a Uruguay. Sin embargo una alianza con la industria del gas natural es muy recomendable, ya que la provisión del combustible CNG o BioCNG tiene que ser garantizado a largo plazo.

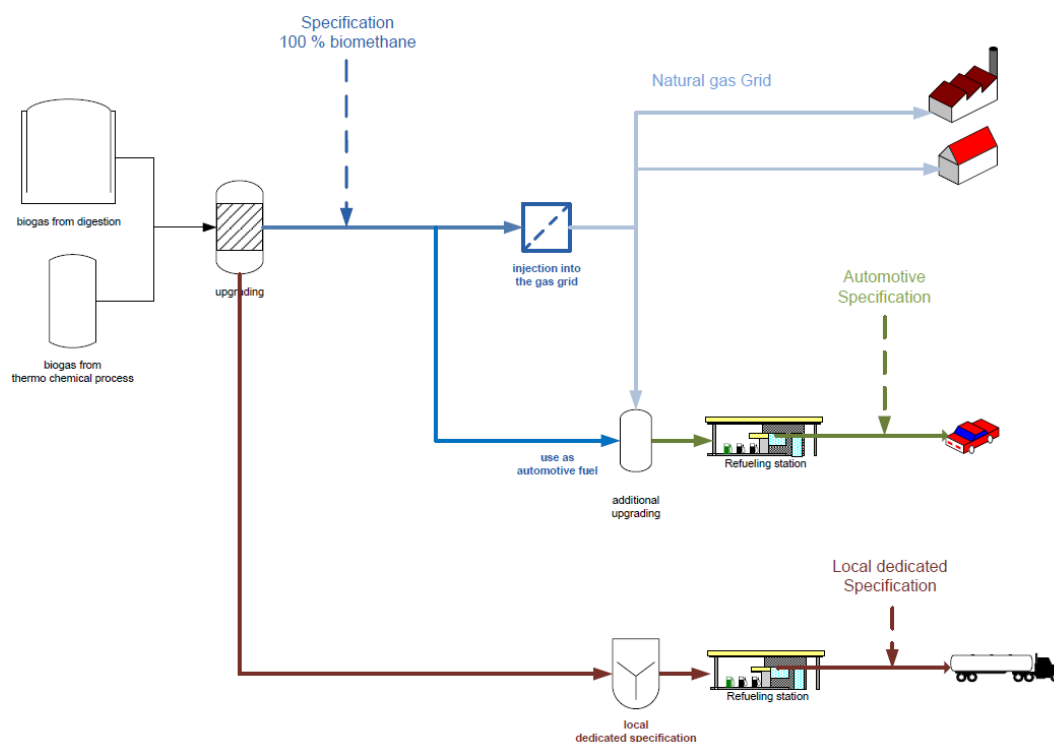
Tabla 14: Costo de Inversión de la planta de purificación y del servicio del biometano como combustibles Margarethen am Moos, Austria en el tiempo de la instalación y precios asumidos en el 2016 Fuente: Bala et al 2008 y propios cálculos

Rubro de Inversión	Costo en 2008	Aumento de precio de 10%	Inversión específica	
			€/m <sup>3</sup> nbiometano	€/kWhi
Tecnología de purificación para 34 m <sup>3</sup> n/ h biometano	205.000 €	225.500 €	0,08 €	0,008 €
Estación de servicio	134.000 €	147.400 €	0,05 €	0,005 €
Obra Civil e Integración	87.000 €	95.700 €	0,04 €	0,004 €
Diseño y Supervisión	16.000 €	17.600 €	0,01 €	0,001 €
<b>Total costo de Capital</b>	<b>442.000 €</b>	<b>486.200 €</b>	<b>0,18 €</b>	<b>0,018 €</b>
Mantenimiento Estación de Servicio	2,5% de Inversión per año		0,014 €	0,001 €
Energía de compresión	0,5 kWh/m <sup>3</sup>	0,11 €/kWh	0,06 €	0,006 €
			<b>0,07 €</b>	<b>0,007 €</b>

Suposiciones para la calculación de la anualidad		
Taza de interés	7,0%	p.a.
Periodo N	20 años	
Factor de anualidad	9,4%	
Producción anual	7.500	horas
	255.000	m <sup>3</sup> biometano
Valor energético del biometano	10 kWh/m <sup>3</sup> biometano	

### 3 Recomendaciones para adaptar el marco normativo para el uso del biometano para movilización y transporte en Uruguay

Dentro de este capítulo se analiza el marco normativo para la comercialización del biometano tanto para la movilización y el transporte como para la inyección a la red de distribución del gas natural en Uruguay. Usos directos del biogás crudo o del biometano para el autoconsumo, por ejemplo la sustitución de GN o GLP en calderas de vapor para el proceso industrial no son afectados con el siguiente análisis.



**Ilustración 18: Casos diferentes de especificaciones del gas combustible según el comité técnico europeo 408 para redes verdes de gas (Green Gas Grids). Fuente: European Biogas Association 2014**

Tanto para la inyección del biometano a la red de gas natural como para el uso de combustible de movilización, donde se base técnicamente en los sistemas de estaciones de servicio y uso de gas natural como combustible (ver Ilustración 18) se requiere la revisión del marco normativo establecido para el uso del gas natural y sus aplicaciones técnicas. El concepto principal de la purificación del biogás hacia el biometano es lograr características similares al gas natural, por lo tanto el enfoque de este análisis es comparar los requerimientos técnicos del gas natural dentro de la normativa existente con la característica posible del biometano purificado. El marco normativo para el gas natural/biometano en Alemania está dividido por sus reglamentos, para la inyección a la red pública [DWGW-Arbeitsblatt G260 y G262] y para el uso como gas combustible vehicular [DIN 51624]. El marco normativo del



biometano que actualmente está en desarrollo a nivel Europeo también distingue entre esos dos usos. (ver European Biogas Association: Standardization of Biomethane, 2014)

### **3.1 Resumen del marco legal y normativo actual en Uruguay relacionado al uso del gas natural como combustible**

El marco normativo en Uruguay relacionado al uso de gas natural como combustible esencialmente consiste en los siguientes reglamentos y decretos:

- Decreto 78/999 para la regulación, del servicio nacional de importación, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural
- Reglamento de instalaciones fijas de gas combustible
- Reglamento de suministro y uso vehicular de gas natural comprimido (GNC)
- Reglamento de transporte a granel de gas natural comprimido (GNC)
- Reglamento de suministro de información contable con fines regulatorios del sector gas
- Prelación de restricciones e interrupciones y plan de contingencia ante escasez de suministro a la red de distribución de gas
- Procedimiento para la realización de ensayos de odoración de gas
- Reglamento técnico MERCOSUR sobre requisitos mínimos de seguridad y eficiencia energética para artefactos de uso doméstico que utilizan gas como combustible
- Resolución URSEA N° 58/009

Según el Reglamento de suministro y uso vehicular de gas natural comprimido (GNC), la definición del gas natural (GN) es la siguiente:

*Hidrocarburo compuesto preponderantemente por metano, que cumple con las especificaciones de calidad definidas en la Regulación del servicio nacional de importación, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, por el Decreto N° 78/999 de 22 de marzo de 1999.*

El biometano es un hidrocarburo con 95 hasta 99% de metano y los procesos de purificación pueden ser diseñadas para lograr especificaciones determinadas hasta cierto nivel. Adaptando las especificaciones de calidad es la clave principal para adaptar el marco regulatorio del GN para el uso del biometano. Al nivel europeo, la asociación Europea de biogás (EBA) publico varios documentos para unificar los estándares regulatorios de los países y esos documentos se refieren básicamente a las especificaciones del biogás. [Wellinger et al 2013 y 2014] La Tabla 15 indica las especificaciones de calidad

del gas natural en condiciones estándares de acuerdo con el decreto 78/999 y la posibilidad de lograr esos requerimientos con la purificación del biometano en pequeñas y medianas plantas. Los retos más importantes para la purificación del biometano con el fin de cumplir esos requisitos son el contenido de  $H_2S$  y el contenido del  $CO_2$ .

**Tabla 15: Especificaciones de calidad del gas natural en condiciones estándar en Uruguay de acuerdo al Decreto 78/999**

Característica	Unidad	Decreto 78/999	Biometano purificado
Valor calórico superior	kcal/m <sup>3</sup>	8.850-10.200	posible
	kWh/m <sup>3</sup>	10,28567 - 11,854667	
Impurezas*		libre	posible**
Sulfuro de hidrógeno $H_2S$	mg/m <sup>3</sup>	$\leq 3$	económicamente imposible para ciertos proyectos
Azufre entero S	mg/m <sup>3</sup>	$\leq 15$	posible
Dióxido de carbono $CO_2$	Vol. %	$\leq 2$	Para pequeñas plantas difícil/bajo alto costo
Inertes totales	Vol. %	$\leq 4$	posible
Vapor de agua	mg/m <sup>3</sup>	65	posible
Temperatura T	°C	$\leq 50$	posible
Partículas sólidas $> 5 \mu m$	kg/MM de m <sup>3</sup>	$\leq 22,5$	posible
Partículas líquidas	l/MM de m <sup>3</sup>	$\leq 100$	posible

\* arena, polvo, goma, aceites, hidrocarburos licuables a temperaturas superiores a 10 grados Celsius bajo cero (-10°C) a cinco mil quinientos (5.500) kPa absoluta, impurezas, otras sustancias indeseables

\*\*dependiendo a la calidad del biogás crudo

### 3.2 Recomendaciones para el marco normativo en Uruguay para la promoción del uso del biometano como gas combustible

Para el uso del biometano en los sistemas existentes del GN y GNC en Uruguay, las siguientes características indicadas dentro del Decreto 78/999 deberían ser revisadas y adaptadas:

#### Contenido de ácido sulfhídrico:

Especialmente en plantas de biogás operando con lodos de aguas comunales o desechos agro-industriales pueden lograr un contenido mínimo menos de 2-3 mg $H_2S$ /m<sup>3</sup>, solo en casos excepcionales con altos costos de proceso lo cual les hace difícil cumplir ese requisito del decreto 78/999. La normativa Alemana DIN 51624 (ver Tabla 4) requiere para ese rubro una concentración menor a 7 mg  $H_2S$ /m<sup>3</sup> estándar. La diferencia entre las condiciones estándares del marco normativo Alemán y el marco normativo Uruguayo solamente se base en la temperatura, lo que no influye la concentración de los compuestos dentro del gas. La compañía Volkswagen requiere en sus vehículos motores de gas natural una concentración máxima de 10 mg/  $H_2S$ /m<sup>3</sup> estándar, lo cual es el rango actual de las normas internacionales. De acuerdo con Wellinger et al (2013), el rango de las propuestas del grupo de trabajo para la normativa europea es entre 5 y 10 mg  $H_2S$ /m<sup>3</sup> estándar.

### **Contenido de dióxido de carbono:**

Con respecto a la concentración del CO<sub>2</sub>, Wellinger et al (2014) hace constar que para el uso vehicular, la concentración de CO<sub>2</sub> solo afecta a la densidad energética del biometano y de esa manera a la densidad energética del tanque de combustible. Debido al valor calórico alto del biometano de 11,1 kWh/m<sup>3</sup>s, se permite una concentración de CH<sub>4</sub> dentro del biometano de 92,6 Vol. % para cumplir el valor calórico superior mínimo del Decreto 78/999. Debido a que el biogás crudo puede contener entre 0,1 y 3 % de O<sub>2</sub>, lo cual con algunas tecnologías de purificación se dobla y posteriormente no se puede remover con una tecnología adecuada (Wellinger et al, 2014), el biometano siempre puede tener una concentración de 0.1 - 3% de oxígeno, lo cual limita el contenido posible del CO<sub>2</sub>. Por lo tanto la normativa Alemana se limita a la suma de concentraciones de CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub> en total a 15 Vol. % según DIN 51624. Este requisito proporcionaría principalmente a pequeñas plantas, tener más flexibilidad en la operación de la purificación, especialmente en el caso de poder generar una concentración del metano en el offgas suficientemente alta a fin de proveer energía térmica en el proceso del biogás.

Otras normativas internacionales para el uso del gas natural como combustible vehicular incluyen adicionalmente las siguientes especificaciones:

### **Contenido de oxígeno:**

Debido a que el biogás crudo puede contener entre 0,1 y 3% de O<sub>2</sub>, lo cual con algunas tecnologías de purificación se dobla y posteriormente no se puede remover con una tecnología adecuada [Wellinger et al, 2014] , el biometano siempre puede tener una concentración de 0.1-3% de oxígeno, lo cual limita el contenido del metano como fuente energética del biometano. La propuesta para la normativa Europea según Wellinger et al es de máx. 3 Vol. %.

### **Contenido de siloxanos**

Siloxanos, como compuestos de silicio, entrados al sistema de biogás por aguas negras o agua residuales de la industria a través de detergentes, cosméticos y desodorantes (no tanto en plantas de biogás agrícolas o agroindustriales) tienen que ser separado, ya que pueden causar daños abrasivos y desgastes enormes en componentes como pistones, cilindros o válvulas y de esa manera reducir la vida útil de los motores.

A través de la adsorción con carbono activado se logran grados de pureza menores a 0,1 mg/m<sup>3</sup> (menores al límite de exactitud de determinación) [DWA M361, 2011]. La propuesta para la normativa Europea según Wellinger et al (2014) se encuentra todavía en desarrollo, ya que el impacto final y los diferentes grados de limpieza no están analizados completamente. La

Ilustración 19 demuestra los resultados medidos dentro del biometano y los requerimientos técnicos actuales.

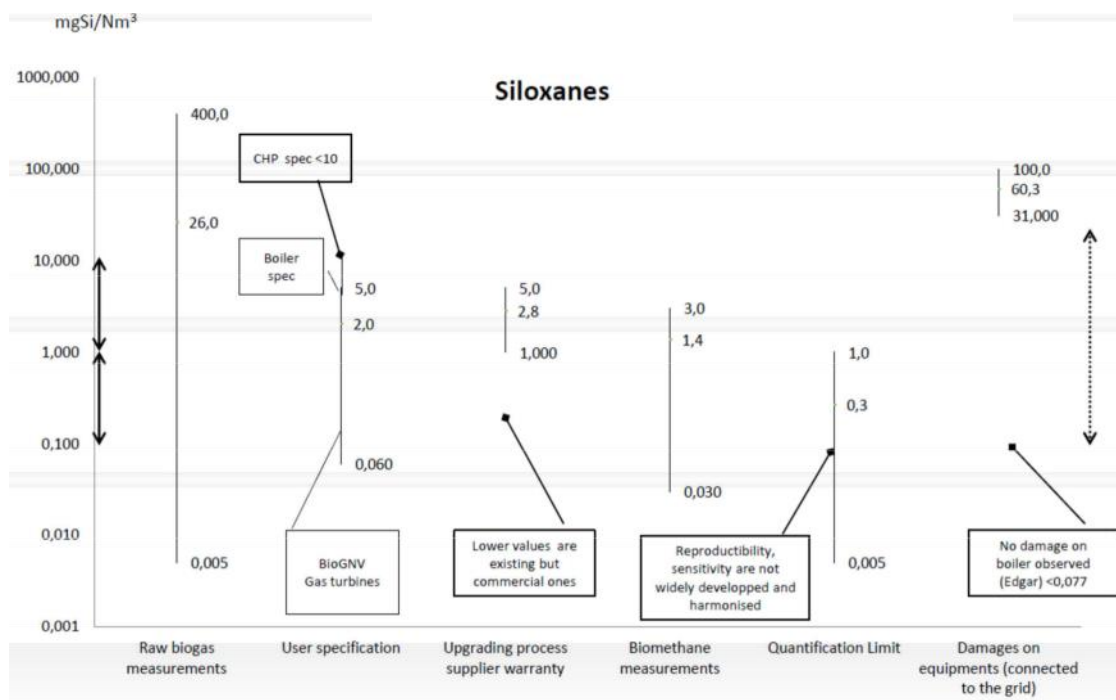


Ilustración 19: Concentraciones de siloxanos según mediciones realizadas y requerimientos técnicos (Fuente: Wellinger et al, 2014)

## Numero de metano

El comportamiento de combustión del gas natural es importante para motores de combustión interna, por ejemplos los vehículos de gas natural. La característica clave es el metanaje, número del metano. El número de metano describe el comportamiento del toque del motor y depende de la composición del combustible, similar al octanaje para la gasolina. El número de metano expresa el Vol. % de metano dentro de una mezcla de metano e hidrógeno. Un número de metano alto significa una resistencia alta al toque, lo cual resulta en una combustión eficiente con bajas emisiones CO<sub>2</sub>. De lo contrario puede causar daños y emisiones aumentadas a través de una combustión no completa. La propuesta para la normativa Europea según Wellinger et al es de min. 70, qué es el mismo requisito técnico de la norma alemana DIN 51626.

Según la ISO 22302 se calcula el número de metano (MN) de la siguiente forma:

$$MN = 1.624 * (-406.14 + 508.04 * (H/C) - 173.55 * (H/C)^2 + 20.17 * (H/C)^3) - 119.1$$

## 4 Información técnica para el almacenamiento del biometano como gas combustible



Ilustración 20: Almacenamientos de biogás con membranas internos y externos en la planta de referencia de AD Solutions en Costa Rica (Fuente: AD Solutions 2015)

### 4.1 Aspectos técnicos del almacenamiento del biogás y del biometano

La producción de biogás fluctúa en cantidad y en cierta medida se generan picos de producción. En consecuencia y debido a que el volumen utilizable debe ser constante, se tiene que almacenar el biogás en tanques de almacenamiento apropiados. Los tanques de almacenamiento del gas deben ser a prueba de fugas, a prueba de presión y resistentes al medio, a la luz ultravioleta, a la temperatura y a la acción del clima. El almacenamiento de gas tiene que probarse antes de entrar en funcionamiento para asegurar que este libres de fugas de gas. Por razones de seguridad los tanques de almacenamiento de gas tienen que estar dotados de válvulas de alivio para la presión exigida y para la presión negativa de modo que se impida cambios severos no permitidos de presión dentro del recipiente. [FNR 2013 p75 Cap 3.-18]

La producción de biogás se debe mantener lo más estable y más constante posible. Cuando el biogás se utiliza, por ejemplo en una unidad de cogeneración, la demanda del biogás puede variar durante el día. Para compensar todas estas variaciones, es necesario almacenar temporalmente el biogás producido en las instalaciones de almacenamiento de forma apropiada.

El biogás producido puede ser quemado para generar electricidad y/o calor en el lugar donde es generado, sin embargo, es posible hacer usos alternativos como la mejora “upgrade” de biogás a biometano que es un producto equivalente a gas natural. [Sustainable Conservations, 2005, p47 Cap 3.]

En ambos casos el combustible debe ser almacenado para su posterior utilización.

La correcta selección y dimensionamiento de las instalaciones de almacenamiento de biogás trae contribución sustancial a la eficiencia, la confiabilidad, la seguridad de la planta de biogás y al mismo tiempo garantiza un suministro constante de biogás y minimiza las pérdidas del mismo.

Todas las instalaciones de almacenamiento de biogás deben ser herméticas, al gas resistente a la presión y en el caso de instalaciones de almacenamiento que no están protegidas por los edificios, deben ser resistentes a los rayos UV y a las temperaturas en el exterior.

Los sistemas de almacenamiento deben estar equipados con válvulas de seguridad (bajo presión y exceso de presión) para evitar daños y riesgos de seguridad.

Hoy en día se encuentran disponibles diversos sistemas de almacenamiento de biogás y biometano.

Los dispositivos de almacenamiento de biogás y biometano más utilizados se pueden clasificar en:

- **Almacenamientos en Baja Presión**
  - Cubierta de Biogás
  - Gasómetro de Doble Membrana
  - Gasómetro de Doble Membrana montado sobre un digestor
  - Gasómetro de Bolsa
  - Gasómetros Flotantes con Sello Hidráulico
- **Almacenamientos en Media y Alta Presión**
  - Tanques de GLP
  - Cilindros de GNC
  - Sistema Tube Trailer
  - Sistema Gasoducto Virtual
- **Almacenamiento Criogénico**

## 4.2 Almacenamiento en baja presión

Los sistemas de almacenamiento de baja presión generalmente son utilizados para el uso de biogás en cercanías del lugar de la biodigestión, en este caso no se justifica la conversión del biogás a biometano; estos sistemas son menos costosos en cuanto a inversiones y operación. Las presiones de trabajo de estos sistemas están entre los 2mbar y 50mbar en función de la tecnología que se adopte.

Los Materiales utilizados para cubiertas flexibles de biogás a baja presión son:

- Geomembranas de Polietileno
  - Geomembrana de Polietileno de Alta Densidad (HDPE)
  - Geomembrana de Polietileno Lineal de Baja Densidad (LLDPE)
- Geomembranas de Cloruro de Polivinilo (PVC)

Las membranas utilizadas para gasómetros van desde los 0,5 mm hasta los 2,5 mm de espesor. (Ross, et al., 1996, p. 5-15).

### **Geomembranas de Polietileno de Alta Densidad (HDPE)**

Las geomembranas de polietileno de alta densidad son aptas para cubiertas de biogás y otras aplicaciones como recubrimientos de rellenos sanitarios, piscinas de lixiviados, recubrimiento de canales, minería, lagunas de oxidación, recubrimientos de reserva de agua, recubrimiento para material radioactivo o desperdicios líquidos peligrosos y recubrimientos para tanques de almacenamiento.

Las ventajas de utilizar el polietileno de alta densidad (HDPE), por sus propiedades químicas, se puede calificar como el material más apto cuando se trata de aplicaciones de recubrimiento, alcanzando mayor duración que otros polímeros cuando se encuentran expuestos a condiciones ambientales, rayos ultravioleta y ataque químico. Siendo las geomembranas de HDPE las más utilizadas en el mundo para aplicación a la intemperie y en aplicaciones donde estén expuestas a ataques químicos como es el caso más extremo en un relleno sanitario.

### **Geomembranas de Polietileno Lineal de Baja Densidad (LLDPE)**

Las geomembranas ultra flexibles de polietileno lisa de baja densidad lineal (LLDPE) son fabricadas con resina de polietileno virgen, específicamente diseñada para la fabricación de geomembranas flexibles. Sus características superiores tanto en elongación uniaxial como multiaxial la hacen adecuada para aplicaciones donde se esperan asentamientos diferenciales o locales en el suelo de apoyo, tales como pilas de lixiviación, cubiertas de vertederos, o cualquier aplicación donde las deformaciones fuera del plano son críticas, como es el caso de biodigestores o encarpamientos de lagunas anaeróbicas.

### **Geomembranas de Cloruro de Polivinilo (PVC)**

Las membranas de PVC son fabricadas con características técnicas especiales, como por ejemplo de alta flexibilidad para el recubrimiento de túneles; membranas texturizadas para desarrollar más fricción con el suelo cuando los taludes a recubrir tienen pendientes importantes; membranas con aditivos especiales para retardar la combustión en aplicaciones en donde se requiera materiales de construcción con flamabilidad controlada. Estos productos también pueden incluir una superficie de color blanco u otro

diferente, y otras características especiales como una superficie conductiva para ser ensayada mediante prueba de chispa, permitiendo la ejecución de ensayos no destructivos sobre toda la superficie de la lámina después de su instalación.

Las membranas de PVC son películas flexibles e impermeables que se fabrican bajo dos procesos cada uno con capacidad de brindar soluciones de recubrimientos en obras de ingeniería, con refuerzo textil o sin refuerzo, se han utilizado en obras como recubrimiento de piscinas, tanques y agua-tanques, para almacenamiento de líquidos cubiertos o terrazas o en obras subterráneas como túneles.

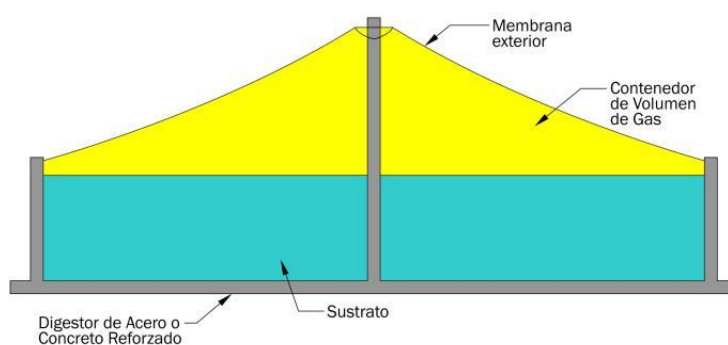
A continuación se detallan los tipos de almacenamiento en baja presión actualmente más utilizados.

#### 4.2.1 Cubiertas de recolección de biogás

Las cubiertas de recolección de biogás son un método flexible y económico de cubrir un tanque digestor. Con este sistema es posible cubrir volúmenes de digestores del tipo troncocónico, cilíndrico y trapezoidal. Generalmente el más utilizado es el cilíndrico en el cual un soporte central permite que la cubierta de biogás mantenga su forma. De esta manera se garantiza la resistencia contra cargas externas, como por ejemplo la nieve, la lluvia o el viento.

La cubierta de biogás, se fija de forma hermética a las paredes externas de los depósitos de acero u hormigón. Una válvula de seguridad garantiza que la cubierta de biogás quede protegida de la sobrepresión o baja presión, en el lado hacia el biogás.

La cubierta puede ser de membrana simple o de membrana doble en el caso de que sea necesario protegerla mecánicamente.



**Ilustración 21: Cubierta de biogás de membrana simple sobre tanque cilíndrico (Fuente: TECNORed)**



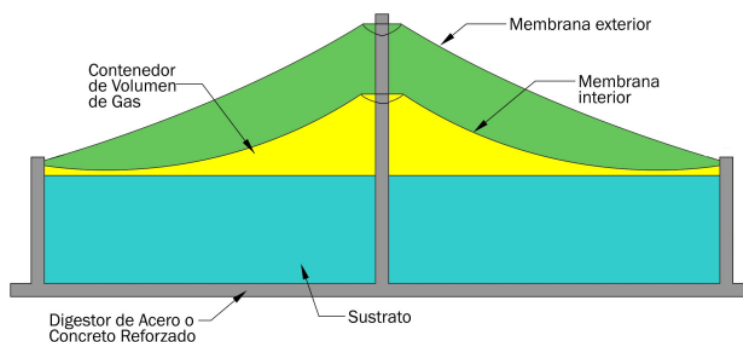


Ilustración 22 - Cubierta de biogás de membrana doble sobre tanque cilíndrico (Fuente: TECNORed)

Estos gasómetros pueden ser fabricados para capacidades de hasta 5600 m<sup>3</sup> y presiones desde hasta 2 mbar.

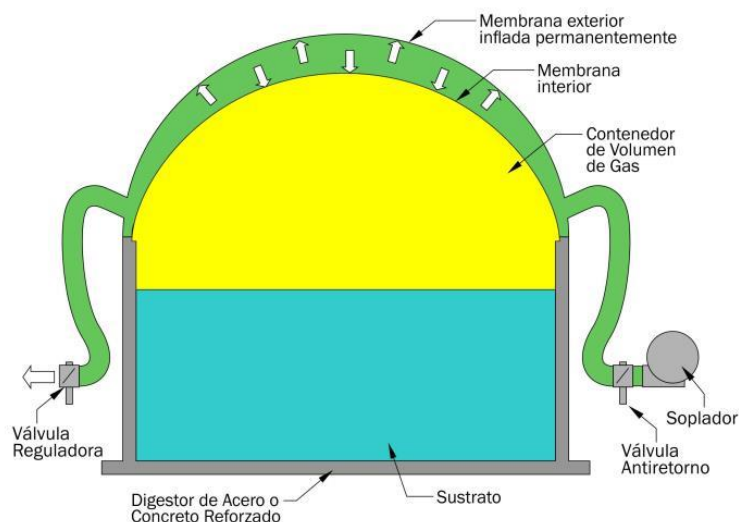
#### 4.2.2 Gasómetro de doble membrana montado sobre digestor

Los gasómetros de doble membrana montados sobre un depósito, se utilizan para el almacenamiento de biogás directo dentro de los depósitos de acero u hormigón.

El gasómetro de doble membrana montado sobre un depósito, está compuesto por una membrana exterior y una membrana interior que cierran herméticamente el gas en el espacio de fermentación. La presión creada en el espacio entre ambas membranas, mediante un soplador de aire permanente, permite que el gasómetro conserve su forma y al mismo tiempo garantiza que se resistan cargas externas.

La membrana interior retiene el biogás, deformándose más o menos en función de la cantidad de biogás producida. La membrana exterior protege la membrana interior y se mantiene bajo tensión constante por el aire, que se sopla en el espacio entre las membranas interior y exterior por un soplador de aire permanente. Por lo tanto, se forma una capa exterior rígida muy fuerte, que resiste las condiciones climáticas. El gasómetro es protegido por una válvula de seguridad para presiones positivas y negativas.

Sobre el digestor es necesaria una construcción de madera o una red plástica para que la membrana interior no pueda caer en el digestor y ser dañada por los agitadores u otros equipos. [Deublein et al, 2008 p339]



**Ilustración 23 - Esquema de Gasómetro de Doble Membrana Montado en Digestor (Fuente: TECNORed)**

La limitación de la presión en este tipo de gasómetros viene dada por los esfuerzos que soporta la geomembrana en el perímetro del digestor. Para una misma presión de trabajo del gasómetro el esfuerzo sobre la membrana aumenta linealmente al aumentar el diámetro del digestor.

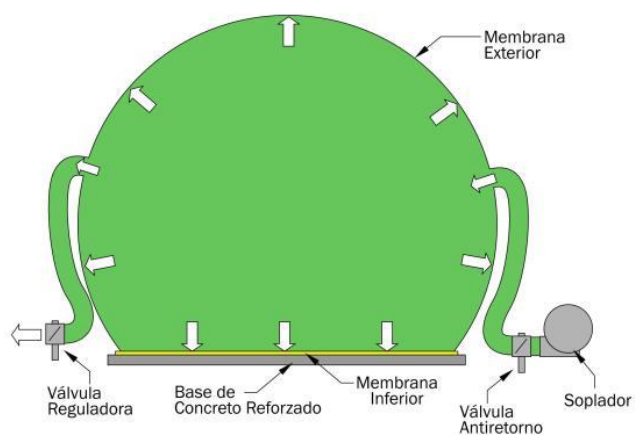
Estos gasómetros pueden ser fabricados para capacidades de hasta 6.300 Nm<sup>3</sup> de biogás y presiones de hasta 40 mbar.

#### 4.2.3 Gasómetro de doble membrana externo

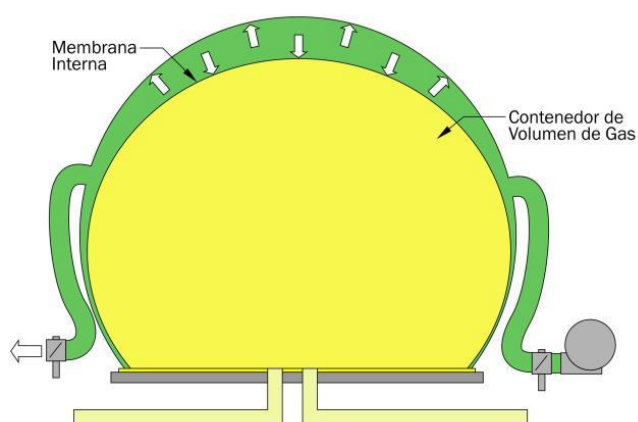
El gasómetro de doble membrana, está compuesto por una membrana exterior, así como por una membrana interior y una membrana de fondo que constituyen el espacio de almacenamiento para el biogás.

Una soplador inyecta permanentemente aire con una ligera sobrepresión en el área entre la membrana externa y la membrana interna del gasómetro.

Mediante el suministro del aire, la membrana exterior del gasómetro, conserva su forma. Esto permite que resistan las cargas externas de viento o de nieve. Al mismo tiempo, se ejerce una ligera sobrepresión sobre la membrana interior. Dicha presión se define como presión operativa del gasómetro de doble membrana y permite el suministro del gas almacenado a las instalaciones.



**Ilustración 24 - Esquema de Gasómetro de Doble Membrana Vacío (Fuente: TECNORed)**



**Ilustración 25 - Esquema de Gasómetro de Doble Membrana Lleno (Fuente: TECNORed)**



**Ilustración 26 - Gasómetro de Doble Membrana – Fuente: Sattler-Ceno Biogas**

Estos gasómetros pueden ser fabricados para capacidades de hasta 16.000 Nm<sup>3</sup> de biogás y presiones de hasta 50 mbar.

#### 4.2.4 Gasómetro de bolsa externo

Las bolsas de gas pueden fabricarse en formas diversas. Para este sistema de almacenamiento de baja presión, se suelen montar sobre construcciones como por ejemplo depósitos de acero u hormigón.

La forma depende del espacio disponible. Las formas cilíndricas, se utilizan generalmente en edificios o montadas sobre depósitos de acero u hormigón. La toma de gas y el llenado de las bolsas de gas, generalmente se lleva a cabo medio conexiones en superficies fijas.

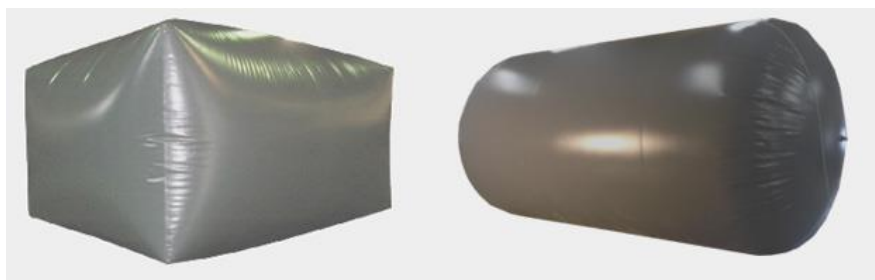


Ilustración 27: Gasómetros de Bolsa. Fuente: Baur-Folienspeicher 2015

#### 4.2.5 Gasómetros flotantes con sello hidráulico

Estos gasómetros son contruidos de chapa de acero al carbono con guías para la elevación de tipo vertical hasta su capacidad límite de biogás, se construyen en diámetros de hasta 25m con capacidades de hasta 2000m<sup>3</sup> a 35 mbar.

Su uso es específico para gas natural o biometano, no se recomienda para almacenar biogás ya que la agresividad del mismo puede comprometer la estructura metálica del mismo.

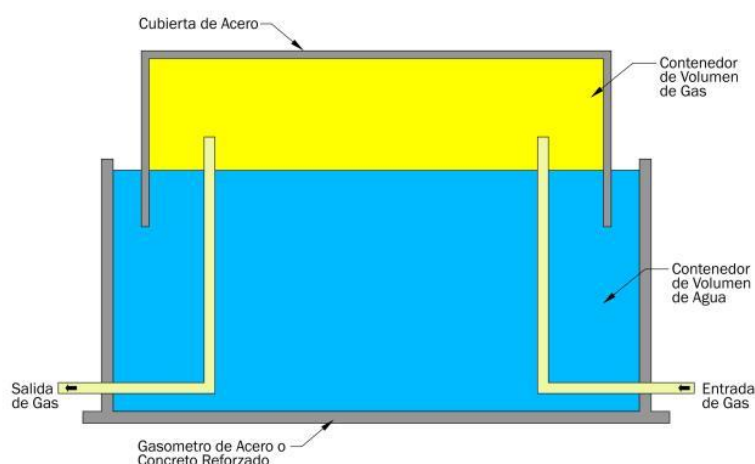


Ilustración 28 - Esquema de Gasómetro Flotante con sello Hidráulico (Fuente: TECNORed)



Ilustración 29 - Gasómetro Flotante con sello Hidráulico (Fuente: TECNORed)

### 4.3 Almacenamiento de media y alta presión

Los tanques de almacenamiento de presión media y presión alta que almacenan el biogás a presiones operativas entre 5 y 250 bar en recipientes y cilindros presurizados de acero son costosos y los gastos operativos son altos [Schulz et al, 1996, 2001, 2006].

El gasto de energía para los recipientes a presión de hasta 10 bares puede llegar hasta 0,22 kWh/m<sup>3</sup> y la cifra correspondiente para los recipientes de alta presión entre 200 a 300 bar está alrededor de 0,31 kWh/m<sup>3</sup> [Jäkel, K. et al: 1998/2002].

Debido a su alto costo, este tipo de almacenamiento de biogás no se utiliza para el uso del biogás dentro de las plantas agrícolas, pero se puede justificar en el caso de los sistemas para uso del biocombustible fuera de la planta.

Para la utilización de estos sistemas es necesaria la conversión de biogás a biometano ya que las impurezas del biogás pueden dañar los sistemas de compresión y almacenamiento por el alto nivel corrosivo que pueden generar las impurezas y además el biometano tiene un contenido energético más alto y por tanto se hace un mejor aprovechamiento de los volúmenes de almacenamiento y transporte.

El biogás generado en establecimientos agrícolas típicamente contiene 50% a 70% de CH<sub>4</sub> y 30% a 45% de CO, junto con otras impurezas, tales como H<sub>2</sub>S y vapor de agua.

Para producir biometano a partir de biogás, el H<sub>2</sub>S, la humedad y el CO<sub>2</sub> deben ser eliminados ya que es técnicamente necesario para comprimirlo y transportarlo.

El biometano puede ser comprimido y almacenado para su transporte a altas presiones de manera equivalente a gas natural comprimido (GNC) o puede ser licuado de manera equivalente a gas natural licuado (GNL).

El Biometano contiene típicamente un porcentaje de  $\text{CH}_4$  mayor 95%, esto hace que no haya barreras técnicas de ser utilizado de forma intercambiable con gas natural, ya sea para la generación de electricidad, calefacción, refrigeración, como combustible para vehículos o también se puede inyectar en la red de distribución de gas natural de una ciudad.

El proceso de purificación puede ser controlado para producir un biometano que cumple con un estándar predeterminado de calidad.

En primer lugar y debido a su naturaleza altamente corrosiva y olor desagradable se elimina el  $\text{H}_2\text{S}$ . La concentración de  $\text{H}_2\text{S}$  en el biogás generados a partir de estiércol de animales normalmente oscila entre 1.000 a 10.000 ppm, dependiendo en gran parte en el contenido de sulfato del agua local y de la alimentación de los animales. Incluso en bajas concentraciones, puede causar graves problemas de corrosión en las tuberías y en los equipos de conversión, así como dar lugar a malos olores.

También es necesaria la eliminación de vapor de agua (humedad) para evitar la corrosión que se produce cuando el vapor de agua se condensa dentro del sistema.

La eliminación de la humedad es especialmente importante si el  $\text{H}_2\text{S}$  no se ha eliminado del biogás porque el  $\text{H}_2\text{S}$  y el vapor de agua reaccionan para formar ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ), que puede resultar en una severa corrosión en tuberías y otros equipos que entran en contacto con el biogás.

Incluso si el  $\text{H}_2\text{S}$  se ha eliminado, el vapor de agua puede reaccionar con el CO para formar ácido carbónico ( $\text{HCO}_2$ ), que también es corrosivo (pH alrededor de 5).

La transformación de biogás en biometano es una tecnología relativamente nueva, pero la experiencia en Europa muestra que es posible la transformación biogás con una alta fiabilidad y a un costo razonable.

La experiencia europea demuestra que el biogás transformado en biometano puede ser un combustible sostenible económicamente con un potencial de reducir drásticamente las emisiones en el transporte urbano.

Existe una infraestructura de gas natural en Latinoamérica que se puede utilizar para el gas natural y biometano al mismo tiempo.

### 4.3.1 Recipientes de gas natural comprimido (GNC)

El gas natural comprimido, más conocido por la sigla GNC, es un combustible para uso vehicular que, por ser económico y ambientalmente más limpio, es considerado una alternativa sustentable para la sustitución de combustibles líquidos.

El GNC es esencialmente gas natural almacenado a altas presiones, habitualmente entre 200 y 250 bar, según la normativa de cada país. Este gas natural es principalmente metano.

Los recipientes utilizados para almacenar el GNC son cilindros de aleaciones de Acero aptos para presiones de trabajo hasta los 250 bar.

Los cilindros se comercializan en diferentes medidas con diámetros hasta los 406 mm y capacidades hasta los 140 lts de capacidad hidráulica y una capacidad de almacenamiento de gas de hasta 33 Nm<sup>3</sup> de metano por cilindro a 200 bar.



Ilustración 30 - Cilindros de GNC (Fuente: TECNORed)

### 4.3.2 Sistemas Tube Trailers

Estos sistemas de almacenamiento y transporte de GNC consisten en semiremolques equipados con recipientes a presión de acero tubulares.

Para el transporte de (GNC) el remolque suele estar equipado con 9 cilindros. El volumen total de estos recipientes es de alrededor de 21.400 litros en los que se puede aproximadamente 5000 Nm<sup>3</sup> de metano a 200 bar.

Estos semiremolques se utilizan para transportar el gas entre estaciones madre e hija, por lo que el GNC es transportado desde la estación principal (madre) de gas a varias unidades más pequeñas (hija). Los tube trailers también se pueden utilizar como una fuente de suministro de gas natural para pequeñas comunidades no servidas por una tubería de gas natural.





Ilustración 31 - Tube Trailer de 9 cilindros de MCS International GmbH (Fuente: TECNORed)

### 4.3.3 Sistema gasoducto virtual

El sistema “SIMT GASODUCTO VIRTUAL” utilizado para compresión, transporte y almacenamiento de Gas Natural Comprimido, fundamenta su tecnología en conceptos de diseño modulares que permiten la construcción de instalaciones en forma rápida, sencilla y económica posibilitando un crecimiento proporcional de las instalaciones al incremento de la demanda.

La versatilidad del sistema “GASODUCTO VIRTUAL”, está fundamentada por tres emprendimientos tecnológicos de última generación:

- Estaciones modulares de compresión de gas natural comprimido (Microbox).
- Plantas de regulación de presión de gas modulares, utilizadas como equipos corrientes por las empresas más importantes del país de distribución de gas.
- Sistema modular de transporte de gas natural comprimido por carreteras "MAT"

#### a). Estación modular de compresión:

El sistema de compresión y carga de módulos de almacenamiento de GNC para Gasoducto Virtual puede ser instalado tomando gas de diversas fuentes:

- Gasoductos existentes.
- Pozos de producción de gas natural.
- Plantas de tratamiento de gas natural.
- Estaciones de GNC.
- Biodigestores.

De acuerdo a la fuente del gas, se instala un equipo compresor Microbox® o Microskid® que toma el gas natural a baja presión y lo comprime hasta una



presión de 250 bar, llenando los módulos de almacenamiento MAT que se encuentran sobre las plataformas de carga PAC.

Una vez completada la carga, los módulos MAT son cargados sobre el tráiler VST del camión para luego ser transportados hacia los centros de consumo.



Ilustración 32 – Estación Modular de Compresión de Galileo Technologies S.A. (Fuente: TECNORed)

### b). Plantas de regulación de presión de gas modulares

Tanto para el consumo en procesos industriales como para la generación de energía, donde se requiere un suministro de gas natural a una presión constante, es necesario la utilización estaciones reductoras de presión. Galileo ha desarrollado plantas modulares de regulación, de avanzada tecnología, especialmente pensadas para el sistema de gasoducto virtual. La estación remota de regulación cuenta con plataformas PAD de descarga de módulos MAT, junto con una o más plantas reguladoras PRP, encargadas de regular la alta presión de los módulos MAT a la presión necesaria para la aplicación de destino.



Ilustración 33 - Planta de Descarga y Regulación Modular de Galileo Technologies S.A. (Fuente: TECNORed)

### c). Sistema modular de transporte

Los módulos MAT se transportan por carreteras desde la estación de compresión y carga hasta los diferentes destinos de consumo mediante

camiones tractores con trailers VST específicamente diseñados para el transporte seguro de los módulos.

El tráiler VST utilizado para el transporte de módulos MAT fue desarrollado por Galileo, especialmente para esta aplicación, basado en los siguientes principios:

- Seguridad y confiabilidad en el transporte módulos MAT, por sistema de enclavamiento.
- Facilidad y rapidez de Carga / descarga de módulos a plataformas fijas en tierra.
- Flexibilidad en cuanto a la capacidad máxima de módulos a ser transportados.
- Posibilidad de ser utilizado en todo tipo de carreteras.

El procedimiento de carga y descarga de módulos MAT en el trailer VST es muy sencillo, toma solo algunos minutos, y puede ser realizado por el conductor del camión.

Dependiendo de la aplicación, los sistemas de transporte VST ® pueden contar con capacidad para 2, 3 o 4 módulos MAT, VST-2, VST-3 y VST-4 respectivamente, permitiendo distintas configuraciones en función de la demanda.



**Ilustración 34 - Sistema de Transporte SIMT VST-3 de Galileo Technologies S.A. (Fuente: TECNORed)**

#### **4.3.4 Almacenamiento criogénico**

El GNL es gas natural que ha sido sometido a un proceso de licuefacción, que consiste en llevarlo a una temperatura aproximada de  $-160^{\circ}\text{C}$  con lo que se consigue reducir su volumen en 600 veces. Esto permite transportar una cantidad importante de gas en un volumen reducido.

Los procesos necesarios para obtener GNL son:

## a) Licuefacción

Es el proceso destinado a licuar el biometano, y se realiza en módulos de procesamiento.

- Deshidratación: puede ser mediante enfriamiento directo, absorción de agua en glicoles o adsorción de agua por sólidos.
- Tratamiento: el proceso de tratamiento es usado para la remoción de gases ácidos,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  y otros componentes de azufre.
- Recuperación de azufre Los procesos hasta aquí mencionados tienen como objetivo eliminar los componentes no deseados y aquellos susceptibles de congelarse.
- Circuito de refrigeración Se elimina el calor sensible y latente del gas natural, de forma que se transforma de estado gaseoso a alta presión a estado líquido a presión atmosférica. Después de licuar el metano, éste es subenfriado antes de ser almacenado.



Ilustración 35 - Sistema de Licuefacción de Metano de Galileo Technologies S.A. (Fuente: TECNORed)

## b) Transporte

Se hace a través de cilindros instalados en semirremolques con capacidades de hasta 15.000  $\text{Nm}^3$  de biometano.



Ilustración 36 - Semiremolque para Transporte de GNL de Galileo Technologies S.A.

### c) Regasificación

Consiste en llevar el metano nuevamente a su estado gaseoso, devolviéndole el calor removido en el proceso. Esto se realiza en vaporizadores que utilizan agua o aire como fluido intercambiador.



Ilustración 37 - Planta Satélite de Regasificación de Galileo Technologies S.A. (Fuente: TECNORed)

#### 4.3.5 Antorcha de biogás

Para impedir el escape del biogás sin quemar a la atmósfera es necesario en las instalaciones una antorcha de quemado de biogás, la misma es esencial para la protección del medio ambiente e incluso está previsto por ley en muchos países. Por supuesto, la antorcha de biogás se debe utilizar lo menos posible, ya que de otro modo se pierde la energía utilizable.

La tubería de conexión de gas a la antorcha de la planta de biogás deberá contener los siguientes dispositivos: un dispositivo de bloqueo accionado manualmente, una válvula de emergencia, un arrestallamas como dispositivo de seguridad, un sistema de encendido automático, un sistema de control de llama y un sistema de protección contra rayos.

La antorcha debe ser instalada a una altura mínima de 4 m por encima del suelo y estar a un radio de 5 metros de edificios, vías de tránsito, almacenamiento de materiales inflamables y fuera de las áreas clasificadas. [Deublein et al, 2008 P 331]



Ilustración 38 - Antorcha de Biogas de Progeco SRL (Fuente: TECNORed)

## 4.4 Resumen de tecnologías de almacenamiento

Tabla 16: Tabla de resumen técnico de tecnologías de almacenamiento de gas como combustible. Fuente: TECNORED Consultores, 2016)

Tipo de Almacenamiento	Dispositivo de Almacenamiento	Tipo de Instalación	Presión de Trabajo	Temperatura de Trabajo	Material	Tamaño [m3]
Baja Presión	Cubierta de Biogás	Fija	< 2 mbar	Ambiente	Membranas Geotextiles	< 5600 m3
Baja Presión	Gasómetro de Doble Membrana	Fija	< 50 mbar	Ambiente	Membranas Geotextiles	< 5000 m3
Baja Presión	Gasómetro de Doble Membrana Montado en Digestor	Fija	< 40 mbar	Ambiente	Membranas Geotextiles	< 6300 m3
Baja Presión	Gasómetro de Bolsa	Fija	< 50mbar	Ambiente	Membranas Geotextiles	< 2000 m3
Baja Presión	Gasómetro Flotante con sello Hidráulico	Fija	< 35 mbar	Ambiente	Acero	< 2000 m3
Alta Presión	Cilindro GNC	Móvil	< 250 bar	Ambiente	Aleaciones de Acero	< 33 m3 (Móvil)
Alta Presión	Tube Trailers	Fija/Móvil	< 250 bar	Ambiente	Aleaciones de Acero	< 5000 m3 (Móvil)
Alta Presión	VST-4 Trailer	Fija/Móvil	< 250 bar	Ambiente	Aleaciones de Acero	< 5000 m3 (Móvil)
Criogénico	GNL Trailer	Fija/Móvil	< 4 bar	- 160 °C	Acero	< 15000 m3 (Móvil)

## **4.5 Recomendaciones de tecnología para pequeñas y medianas plantas de biogás**

En principio, los gasómetros no pueden ser demasiado grandes, pero cuanto mayor sea el volumen de gasómetro, mejor se puede equilibrar la producción de biogás y se evita que los picos de producción tengan que ser quemados en la antorcha, es decir, cuanto mayor es el gasómetro menor es la pérdida de energía. Sin embargo, los gasómetros de biogás pueden ser muy caros y tienen sus limitaciones. Por lo tanto, en las plantas de biogás agrícolas, los gasómetros son pequeños habitualmente. En general son recomendables gasómetros que pueden almacenar la tasa diaria de biogás de la planta con el fin de prevenir problemas en situaciones inesperadas.

Si el biogás se utiliza sólo para el calentamiento del biodigestor y otros tanques de la planta, un gasómetro no es esencial. Cuando se utiliza el gas para cogeneración y la corriente producida se alimenta a la red eléctrica, el gasómetro debe ser diseñado para almacenar la mitad de la tasa media de producción diaria de gas. Cuando el consumo de energía de la propia planta de biogás está cubierto principalmente por la energía producida, el gasómetro debe almacenar hasta tres cuartas partes de la tasa de producción diaria.

Sólo cuando la planta de biogás se utiliza para cubrir picos de carga es necesario que el biogasholder sea capaz de almacenar la tasa de producción diaria.

Para mantener condiciones de seguridad en la instalación, operación y mantenimiento de la planta se recomienda gasómetros que operen a presiones menores a los 100mbar. [Deublein et al, 2008 P 433]



## 5 Literatura

- (1) Arribas et al: Análisis del mercado de gas natural en Uruguay bajo la perspectiva de la instalación de una planta regasificadora (2012)
- (2) Bala et al: (BIO) Gas – Inseltankstelle „Integration einer Gasaufbereitung und einer (Bio)-Gastankstelle im Inselbetrieb in eine bestehende Biogasanlage“ (2008)
- (3) Cameron 2016: THIOPAQ O&G Bio-Desulfurization Systems:  
<http://www.c-a-m.com/products-and-services/separation-processing-and-treatment/gas-processing-and-treatment/thiopaq-o-g-bio-desulfurization-systems>
- (4) Deublein, D et al: Biogas From Waste and Renewable Resources (2008)
- (5) Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.  
DWA: Merkblatt DWA-M 361 Aufbereitung von Biogas (2011)
- (6) Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.  
DWA: DWA-M 363 Herkunft, Aufbereitung und Verwertung von Biogasen (2011)
- (7) Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.  
DWA: DWA-M 376E - Safety Regulations for Biogas Holders with Membrane Seals (2006)
- (8) Deutsches Institut für Normung, DIN 51624 – Kraftstoffe für Fahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren, Berlin (2008)
- (9) DVGW: Technische Regel G260 (A) (2013)
- (10) DVGW: Technische Regel G262 (2011)
- (11) DVGW: Technische Regel G286 (1992)
- (12) EnviTEC Biogas AG, 2016:  
[https://www.google.de/search?q=eisenfilter+envitec&ie=utf-8&oe=utf-8&gws\\_rd=cr&ei=Wu7hVu6bNMXYeoG6gpAK](https://www.google.de/search?q=eisenfilter+envitec&ie=utf-8&oe=utf-8&gws_rd=cr&ei=Wu7hVu6bNMXYeoG6gpAK)
- (13) Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe FNR: Leitfaden Biogasaufbereitung und – Einspeisung (2014)
- (14) Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe FNR: Leitfaden Biogas Von der Gewinnung zur Nutzung (2013)
- (15) Hitachi Zosen Innova, bioCNG-Tankstelle HZI BioMethan, Presentación Dr. Kasten Wünsche, Biogas Convention Nürnberg 2016 (2016)
- (16) <http://www.biogas-netzeinspeisung.at> (2016)
- (17) IEA Bioenergy: Biomethane Status and Factors Affecting Market Development and Trade (2014)

- (18) ISO 11439 Gas cylinders -- High pressure cylinders for the on-board storage of natural gas as a fuel for automotive vehicles (2013)
- (19) ISO 12991:2012 Liquefied natural gas (LNG) -- Tanks for on-board storage as a fuel for automotive vehicles
- (20) Jäkel, K. et al: Documento de gestión 'Landwirtschaftliche Biogaserzeugung und -verwertung', Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, (1998/2002)
- (21) Ministerio de Industria, Energía y Minería Uruguay, Decreto 78/999 Apruébase la regulación, del servicio nacional de importación, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural (1999)
- (22) Schulz, H.; Eder, B.: Biogas-Praxis: Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiel, segunda edición revisada, Ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg (1996, 2001, 2006)
- (23) Sustainable Conservations: Biomethane from Dairy Waste: A Sourcebook for the Production and Use of Renewable Natural Gas in California, 2005:  
<http://suscon.org/cowpower/biomethaneSourcebook/biomethanesourcebook.php> (2016)
- (24) TU Wien: Überblick über Biogasaufbereitungstechnologien zur Produktion von Biomethan (2012)
- (25) Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua en Uruguay  
[www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/097e6f804b7634ff9c8b9e3b4b33113a/Gr%C3%A1ficos+PPI+vs+PE.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT\\_TO=url&CACHEID=097e6f804b7634ff9c8b9e3b4b33113a](http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/097e6f804b7634ff9c8b9e3b4b33113a/Gr%C3%A1ficos+PPI+vs+PE.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=097e6f804b7634ff9c8b9e3b4b33113a) (2016)
- (26) Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua en Uruguay: GAS NATURAL - Texto Ordenado de Resoluciones de URSEA (2015)
- (27) Varnero et al: Tecnologías disponibles para la Purificación de Biogás usado en la Generación Eléctrica (2012)  
[http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-07642012000200005](http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642012000200005)
- (28) Wellinger et al, European Biogas Association: Standardization of Biomethane, 2014
- (29) Wellinger et al, European Biogas Association: Standards for biomethane as vehicle fuel and for injection into the natural gas grid, 2013
- (30) Zölsmann et al, Biogas Forum Bayern: Entschwefelung von Biogas in Landwirtschaftlichen Biogasanlagen, 2013