

MASTER EN ENERGIA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE



Universidad
Católica
"Nuestra Señora de la Asunción"



UNIVERSITAT POLITÈCNICA
DE CATALUNYA

MODULO 10: PROYECTO FINAL DE MASTER

COORDINADOR: DANIEL GARCIA-ALMIÑANA

“Estudio de alternativas para la utilización energética de biogás obtenido como subproducto de la elaboración de alcoholes”.

Autores :
Mauro Antonio Flores Zambrana
Fernando José Tapia Sevilla

GRUPO G04/2010-EST
Tutor :
Msc. René Martín Miranda Urbina
Presentación:
Estelí, a 8 de Enero de 2011

Palabras clave: Biodigestor; Biogás; Motor; Turbina; Energía

Resumen del trabajo: En el presente proyecto se realizó un estudio de alternativas para la utilización energética de biogás obtenido como subproducto de la elaboración de alcoholes. El Sistema de Tratamiento Anaeróbico produce 60,000 m³ de biogás por día, los cuales no están siendo utilizados. Por lo tanto se propone emplear ese valioso recurso energético para generar energía eléctrica de dos maneras: la primera por medio de un motor a gas y la segunda implementando una turbina a gas.

CONTENIDO

I DEFINICIÓN DEL PFM	4
1.1 INTRODUCCIÓN	4
1.2 OBJETO	6
1.3 JUSTIFICACIÓN	6
1.4 ALCANCE	7
1.5 ESPECIFICACIONES BÁSICAS	7
II DESCRIPTIVA DE LAS TECNOLOGIAS IMPLICADAS	10
2 ESTADO DEL ARTE	10
2.1 Biogás y Biodigestores	10
2.1.1 Tratamiento de aguas residuales e industriales	12
2.1.2 Aplicaciones rurales	13
2.1.3 Tratamiento de líquidos cloacales y Rellenos Sanitarios	14
III GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	16
3.1 Motores de combustión	18
3.2 Cogeneración y Trigeneración	18
3.3 Otras utilidades del Biogás	21
3.4 Celdas de combustible	23
IV DESARROLLO DEL TRABAJO	26
4. Alternativas	26

4.1 Generación de electricidad empleando un Motor a Gas	26
4.1.1 Sistema Depurador	30
4.2 Generación de electricidad empleando una Turbina de Gas	31
4.3 Comparación Técnica	35
4.4 Comparación Económica	35
4.5 Consideraciones Ambientales	36
4.6 Mantenimiento del Motor a Gas	37
4.7 Mantenimiento de la Turbina a Gas	40
4.8 Aspectos de Seguridad	44
V CONCLUSIONES	50
VI BIBLIOGRAFIA	51
VII ANEXO	52
ANEXO 1. Clasificación de motores Jenbacher	52
ANEXO 2. Motor de Gas Jenbacher JM 320 GS	53
ANEXO 3. Sistema BioGascleaner	55
ANEXO 4. Turbina Solar 40	56
ANEXO 5. Especificaciones Técnicas de la turbina de gas CENTAUR 40	57

I DEFINICION DEL PFM

1.1 INTRODUCCION

La utilización de fuentes energéticas convencionales ha conllevado al deterioro gradual del medio ambiente ocasionando daños severos. Una muestra de ello es el incremento de la temperatura en el planeta, lo que ha causado problemas serios como el derretimiento de los polos, lluvias más intensas y sequías más prolongadas, pérdida de biodiversidad, desertificación, incremento del nivel del mar y fenómenos naturales más perjudiciales, entre otros.

Todas estas razones antes expuestas junto con los altos precios que han alcanzado los combustible fósiles obligan a buscar nuevas alternativas energéticas que tengan un impacto positivo en el medio ambiente, sean sostenibles y contribuyan a mejorar el nivel de vida de los seres humanos.

Las energías limpias o renovables, son prácticas energéticas rentables, sostenibles y en casi todos los casos gratis. Entre ellas encontramos la energía solar, de la biomasa, eólica, hídrica, geotérmica

La energía solar se obtiene mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol, se puede utilizar de manera térmica o fotovoltaica. La energía eólica no es más que el aprovechamiento de la energía cinética generada por el efecto de las corrientes de aire. La energía hídrica es la utilización de la energía potencial y cinética de las corrientes de agua. El aprovechamiento de la energía orgánica e inorgánica para generar energía se conoce como energía de la biomasa y la energía geotérmica no es más que aprovechar el calor que hay dentro de la tierra.

Las energías verdes cada vez van tomando más auge, implementándose proyectos energéticos renovables alrededor del mundo y mientras más va creciendo su desarrollo tecnológico y eficiencia, van ganando más terreno e importancia.

La energía de la biomasa se puede utilizar de distintas maneras; por combustión, pirólisis, digestión anaerobia, gasificación o biocombustible. En este proyecto de investigación se evaluó el recurso biogás procedente de un Sistema de Tratamiento Anaerobio, en donde se tratan las aguas residuales generadas en el proceso de fabricación de alcohol. El proceso de fabricación utiliza como materia prima melaza de caña de azúcar, la cual da origen al agua residual conocida como vinaza.

La vinaza sirve de mosto o alimento de los microorganismos que habitan el Biodigestor. Un Biodigestor o Digestor de desechos orgánicos no es más que un contenedor hermético dentro del cual se vierte el material orgánico a fermentar para que

anaeróbicamente el proceso produzca metano y lodos orgánicos que posteriormente sirven de fertilizantes.

El fenómeno de biodigestión ocurre debido a la presencia de un grupo de microorganismos bacterianos que degradan el material orgánico generando en el proceso un alto contenido de gas metano conocido comúnmente como biogás.

El biogás además de estar constituido por gas metano puede tener presencia en proporciones menores de ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, nitrógeno, etc. Dicho gas tiene un alto poder energético y puede ser utilizado como combustible, ya sea utilizando en un motor de combustión interna, en una turbina, en una caldera o como biocombustible en los vehículos.

1.2 OBJETO

El presente proyecto tiene como principal premisa proponer alternativas tecnológicas para el uso energético del biogás obtenido por medio de biodigestores utilizados en el tratamiento de aguas residuales procedentes de la producción de alcoholes (vinaza).

1.3 JUSTIFICACION

La industria productora de alcoholes construyó un Sistema de Tratamiento Anaeróbico que consiste en dos biodigestores, con la finalidad de tratar las aguas residuales procedentes de la producción de alcohol (vinaza) y utilizar la materia orgánica removida para generar energía limpia, renovable.

En su etapa inicial los biodigestores generaban un volumen aproximado de 23 000 Nm³ de biogás. Dicho gas reemplazó el empleo de combustibles fósiles utilizados en la generación de calor necesaria en el proceso de destilación de alcohol y en el lavado tanto de barriles como de botellas donde es almacenado el producto final. El biogás no utilizado para tal fin era combustionado en la antorcha ya que no tenía ninguna otra utilidad.

Actualmente los biodigestores generan 60,000 Nm³ de biogás por día, pero se tomó la decisión de trasladar las torres de destilación de la planta licorera, por lo tanto la demanda energética para el proceso de destilación ya no existe, quedando el biogás sin ningún fin, teniéndose que quemar toda la producción del mismo para no liberarlo a la atmósfera y ocasionar graves daños ambientales.

De esta forma se hace necesario evaluar los usos energéticos alternativos que podría tener el biogás generado en los reactores anaerobios que no se está utilizando, ya que no se puede desaprovechar la energía contenida en dicho gas.

1.4 ALCANCE

El proyecto pretende definir algunos usos energéticos que se le podría dar al biogás generado a partir de la descomposición anaerobia de la vinaza. Para llevar a cabo esto se deberá realizar una serie de acciones que permitan obtener una visión general tanto del proceso de fabricación de alcoholes como del tratamiento de los residuos generados en dicho proceso.

Además se recopilarán datos históricos de mediciones de producción de biogás, de esta manera se logrará conocer el estado del recurso biogás y se podrán determinar sus usos potenciales.

Se evaluará el recurso biogás para la generación de calor y electricidad, la cual consistirá en calcular el potencial de generación y su factibilidad de implementación técnica, económica y ambiental.

1.5 ESPECIFICACIONES BÁSICAS

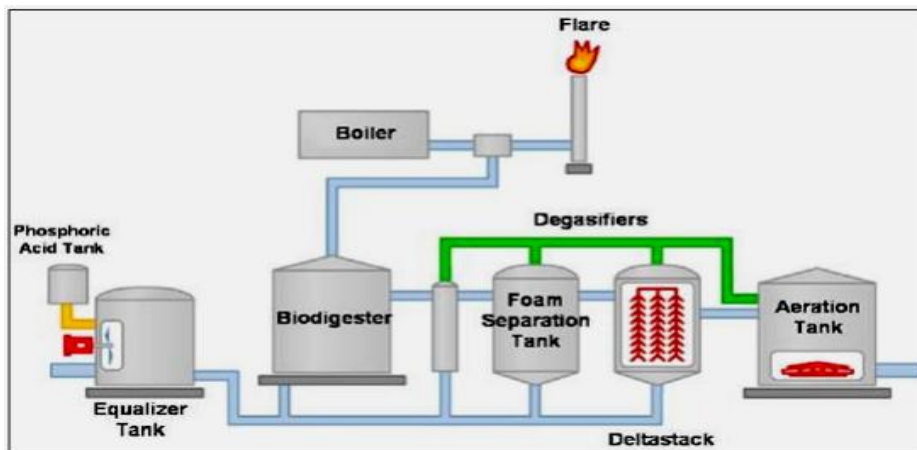
El Sistema de Tratamiento Anaeróbico está compuesto por dos biodigestores de tipo flujo ascendente, o UAC (Up-flow Anaerobic Contact) por sus siglas en inglés, que tratan la vinaza residual de la producción de alcohol a partir de melaza de caña de azúcar. Cada biodigestor tiene una altura de 12 metros y un diámetro de 33.6 metros, los cuales producen un volumen de 60,000 Nm³ netos de biogás por día (figura 1). El biogás está constituido normalmente por un contenido de metano que oscila entre el 55 y 60%, entre el 40 y 45% de dióxido de carbono y por trazas de nitrógeno, compuestos sulfurados, amoníaco y compuestos orgánicos volátiles.

Figura 1. Biodigestores



El Sistema de Tratamiento Anaeróbico está compuesto por dos intercambiadores de calor, una torre de enfriamiento, un tanque de equalización, dos tanques biodigestores, dos tanques desgasificadores, dos tanques separadores de espuma, dos tanques separadores de lodos, un tanque de aireación, tres compresores y tres ventiladores (figura 2).

Figura 2. Diagrama del UAC Sistema de Tratamiento Anaeróbico



La vinaza llega al sistema a temperatura muy elevada (90°C aproximadamente), por lo que es necesario circularla por los intercambiadores de calor para bajarle la temperatura a unos 38°C; el agua empleada en esta etapa es luego enfriada para ser recirculada y de esta manera disminuir el consumo de la misma.

Posteriormente, la vinaza es conducida al tanque de ecualización donde se le adiciona hidróxido de sodio para aumentar su alcalinidad y así neutralizar el PH (el PH aumenta de 5 a 6.8-7.5). También se le agrega fósforo para aumentar la eficiencia de descomposición de la materia en los biodigestores.

Una vez que el efluente llega a los biodigestores es retenido por un período de 14 días. Transcurrido este tiempo el efluente se conduce a los tanques de desgasificación para separar las últimas cantidades de gas que se encuentran en el mismo. Ya removido el gas, el efluente de los biodigestores se conduce a los tanques separadores de espuma para retirar la espuma que se ha formado en el proceso.

La etapa siguiente consiste en extraer en los tanques separadores de lodos el lodo contenido en el efluente. Dicho lodo extraído es reinyectado a los biodigestores junto con la espuma antes separada con el objetivo de mantener los niveles requeridos de microorganismos anaerobios dentro del reactor.

El biogás generado se conduce a la caldera de alta presión donde el metano es transformado en energía calórica la cual es utilizada en el proceso de destilación del alcohol y en el lavado de recipientes (barriles y botellas); el biogás restante que no es utilizado se quema en la antorcha para evitar la liberación de metano a la atmósfera. Solamente un máximo del 5% del total de biogás producido en la planta se fuga del sistema a la atmósfera.

El sistema trata en promedio el 70% de la vinaza generada en el proceso de fabricación de alcoholes, el 30% restante es enviado directamente a una laguna estabilizadora que tiene metro y medio de profundidad, 250 metros de largo y 140 metros de ancho. En época seca la vinaza de la laguna es utilizada para ferti-irrigar los campos de caña, y en época de lluvia se emplea para un sistema de irrigación laminar. Así mismo, el efluente del biodigestor es también enviado a esta laguna para posteriormente ser utilizado como bio-abono.

II DESCRIPTIVA DE LAS TECNOLOGIAS IMPLICADAS

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 BIOGÁS Y BIODIGESTORES

Se conoce como biogás a la mezcla de gases que se produce en la descomposición microbiana de materia orgánica en ausencia de aire.

La utilización de las propiedades energéticas de este gas se considera como energía renovable, ya que generalmente, la materia orgánica de la que procede, se restituye gradualmente.

La composición del biogás depende del tipo de residuo orgánico utilizado para su producción y de las condiciones en las que se produce, una composición típica del biogás se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 1.Composición Química del Biogás

Componentes	Fórmula Química	Porcentaje (%)
Metano	CH ₄	60-70
Gas carbónico	CO ₂	30-40
Hidrógeno	H ₂	1.0
Nitrógeno	N ₂	0.5
Monóxido de carbono	CO	0.1
Oxígeno	O ₂	0.1
Ácido sulfhídrico	H ₂ O	0.1

Fuente: Instituto de investigación eléctrica de México 1980

Con una composición similar a la mostrada en el cuadro podemos esperar biogás con un poder calórico superior (PCS) en promedio de 4,600 Kcal/m³ y con un contenido energético de 6 KWh por metro cubico lo que permite generar entre 1.3- 1,6 KWh de electricidad.

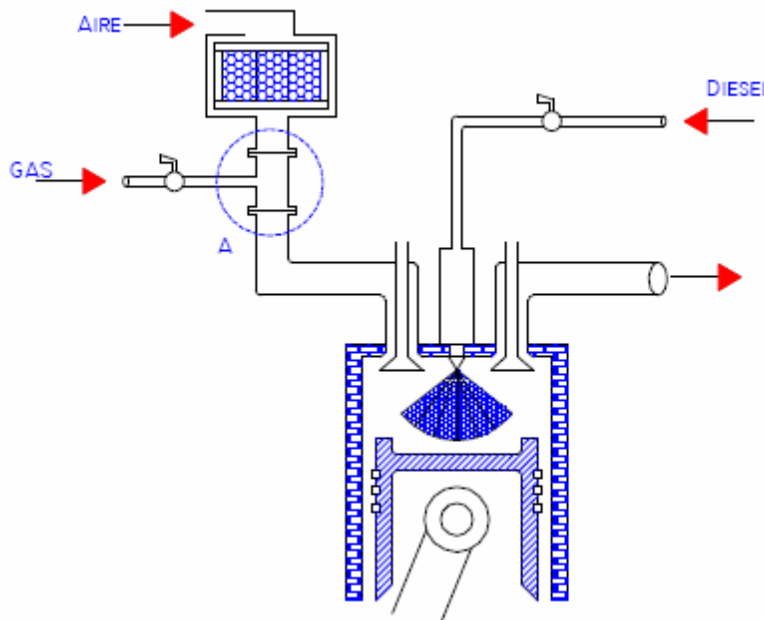
El biogás contiene varias sustancias no deseadas al momento de su producción, entre ellas agua y acido sulfhídrico. Casi para todo uso que se le da al biogás se tendrá que eliminar la humedad que contiene y si se requiere en aplicaciones como motores y turbinas el cuidado deberá ser mayor en este caso el biogás debe ser acondicionado,

es decir limpiado de impurezas, y una vez limpio este puede ser utilizado sin provocar daños en los equipos que lo utilicen. Esta La limpieza se realiza a través de una serie de filtros.

El biogás puede servir para generar electricidad, calor, iluminación y potencia mecánica, y en principio puede ser utilizado en cualquier tipo de equipo comercial que utilice gas natural. También puede ser utilizado en quemadores de cocinas y calentadores, estufas e infrarrojos, lámparas a gas y motores de combustión interna tango gasolina como diesel. Los usos del biogás se verán con más detalles posteriormente.

En el caso que el biogás sea utilizado en motores de combustión que fueron diseñados para trabajar con gasolina o diesel, se tendrán que realizar algunas modificaciones que permitan adaptar el sistema de toma de aire y con las cual se permita inyectar biogás a la cámara de combustión similar a la figura a continuación:

Figura 3. Adaptación de un motor diesel a biogás.



Fuente: Técnicas energéticas. Facultad de ingeniería UBA

La forma más común de producir biogás es utilizando un biodigestor o reactor anaerobio. El biodigestor en su forma más simple es un recipiente en donde se puede realizar la descomposición microbiana de materia orgánica de forma anaerobia.

Figura 4. Biodigestor Artesanal



Sabemos que los últimos 30 años han sido muy productivos en cuanto a la adquisición de conocimientos del funcionamiento del proceso microbiológico y bioquímico gracias a los nuevos equipos de laboratorio que permitieron el estudio de microorganismos existentes en condiciones anaeróbicas. Estos nuevos conocimientos junto a nuevos logros en la investigación aplicada han obtenido grandes avances en la tecnología utilizada para la obtención de biogás. Actualmente los mayores países generadores de tecnología son: China, India, Holanda, Francia, Gran Bretaña, Suiza, EEUU, Filipinas y Alemania.

El uso de biodigestores se ha especializado y de esta forma se han generados diferentes campos de aplicación, los que se mencionan a continuación:

2.1.1 Tratamiento de aguas residuales e industriales

Las plantas de este tipo son muy grandes (más de 1,000 m³ de capacidad), trabajan a temperatura mesofílica (20° C a 40°C) o termofílica (más de 40°C) y poseen modernos sistemas de control, es común que estén conectadas a equipos de cogeneración.

Algunas ventajas de usar biodigestión anaerobia para tratar aguas residuales en lugar de un tratamiento de digestión aerobia son: instalaciones generalmente menos costosas, no hay necesidad de suministrar oxígeno así que el proceso es más barato y el requerimiento energético es menor. Por otra parte se produce menor cantidad de lodo (el 20% en comparación con un sistema de lodo activo) y en este caso se puede utilizar como abono y mejorador de suelos. Y evidentemente la gran ventaja de poder utilizar el biogás generado en el proceso.

En la figura 5 se muestra un biodigestor que trabaja con aguas residuales, generalmente los biodigestores utilizados en este tipo de aplicación son de flujo ascendente.

Figura 5. Biodigestor de aguas residuales



2.1.2 Aplicaciones rurales

Como es de esperar su aplicación en las zonas rurales en los últimos años ha sido muy importante, dentro de esta misma aplicación se pueden apreciar dos campos claramente distintos. En el primero el objetivo es producir energía, fertilizante orgánico y salubridad a los agricultores de zonas marginadas y con pobre acceso a fuentes convencionales de energía. El segundo campo se distingue por estar dirigido al sector agrícola o agroindustrial de ingresos medios o altos y en este caso la aplicación tiene por objeto la generación de energía y el control de graves problemas de contaminación. Generalmente para esta aplicación se utilizan biodigestores de alta eficiencia.

Figura 6. Biodigestor en zonas rurales



2.1.3 Tratamiento de líquidos cloacales y Rellenos Sanitarios

El tratamiento de líquidos cloacales utilizando sistemas anaeróbicos solos o combinados con tratamientos aeróbicos es una técnica muy difundida desde hace 50 años. Los progresos recientes en equipos de cogeneración hace que la utilización del gas generado sea más eficiente, esto unido a los avances en las técnicas de fermentación indican un futuro prospero para este tipo de aplicaciones.

Otra práctica muy difundida a nivel mundial en la actualidad, es el uso de rellenos sanitarios utilizados para la eliminación de grandes cantidades de desperdicios generados en los focos de gran densidad poblacional; pero estos han evolucionado incluyendo ahora modernas técnicas de extracción y purificación del gas metano generado.

Figura 7. Uso de aguas cloacales para la producción de biogás



Todos los campos mencionados anteriormente muestran que la tecnología aplicada está en franco desarrollo, perfeccionamiento y difusión.

Existen además diferentes clasificaciones que se le pueden dar a los biodigestores dependiendo del parámetro que se toma en cuenta para realizarla.

Por ejemplo:

Por su temperatura de digestión:

Termofílicos

Mesofílicos

Por su régimen de carga:

Continuo

Discontinuo

Semicontinuo

Por la dirección de su flujo

Flujo Horizontal

Flujo ascendente

Otras clasificaciones son: por el tipo de mezcla y por el tipo de lecho utilizado; de mezcla completa, de filtro anaeróbico, de lecho expandido, de lecho fluidizado y los U.A.S.B. también los podemos clasificar por su forma geométrica, por la forma en que almacenan el biogás, e incluso los podemos clasificar por sus materiales de construcción.

III GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A nivel mundial se está buscando la manera de obtener energía de forma económica y ambientalmente segura, es por eso que el biogás se vuelve una alternativa atractiva, especialmente para aquellos países de economías emergentes. Ya que es relativamente fácil de obtener, la generación de energía es más económica, y es un recurso que se renueva continuamente.

Existen varias formas de utilizar el biogás para producir electricidad, por ejemplo:

El biogás puede producir electricidad por medio de sistemas que utilicen motores de combustión y generadores, estos motores pueden ser exclusivamente para biogás o duales, es decir que trabajen con gas natural y con biogás.

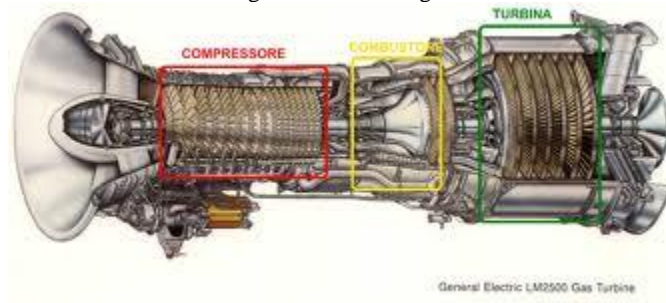
Figura 8. Motor a Biogás



También se puede generar electricidad, utilizando el biogás en turbinas a gas, en este caso se utiliza en un sistema turbo compresor. Para esta forma de aplicación el biogás ya deshumidificado, debe ser limpiado para eliminar en la medida de lo posible el CO_2 y obtener un gas con un alto contenido de metano.

En la figura 9 se muestra un sistema de turbina a gas típico. En este caso se aprecian sus componentes esenciales: el compresor que es donde se eleva la presión del biogás, la cámara de combustión en la cual se enciende el biogás ya comprimido y la turbina que es el área donde se expande el gas caliente, y en donde se encuentran los alabes que giran producto de la rápida expansión del gas.

Figura 9. Turbina a gas



Igualmente se pueden utilizar turbinas a vapor para generar electricidad con biogás. En este caso el biogás es aplicado a calderas de alta presión con el fin de producir vapor que se expande en una turbina y produzca trabajo mecánico que luego se transforma en energía eléctrica en el generador.

Figura 10. Turbina a vapor



Aparte del uso del biogás para generar electricidad, este puede utilizarse para generar calor útil o para generar frío. En la actualidad es más común ver sistemas que combinan la generación de electricidad y la generación de calor.

3.1 Motores de combustión

El biogás puede ser utilizado como combustible para motores que utilicen hidrocarburos, a partir de los cuales se puede producir energía eléctrica por medio de un generador. Pero la forma más habitual de usar el biogás es en motores de combustión diseñados para el uso de gas natural, biogás o duales, es decir que pueden usar ambos indistintamente.

En el caso de los motores diesel, el biogás puede reemplazar hasta el 80% del acpm (la baja capacidad de ignición del biogás no permite reemplazar la totalidad del acpm en este tipo de motores que carecen de bujía para la combustión).

En el caso de los motores a gasolina el biogás puede reemplazar la totalidad de la misma exceptuando en el arranque.

Actualmente este tipo de tecnología es muy bien aprovechada en las zonas rurales.

3.2 Cogeneración y Trigeneración

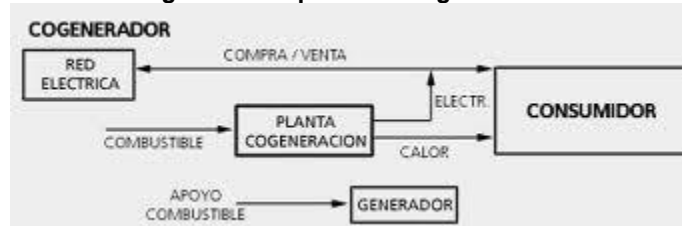
La cogeneración y la trigeneración son de las utilidades más interesantes que se le puede dar al biogás. Por cogeneración se entiende al proceso en el que se obtiene energía eléctrica y calor partiendo de un único combustible, y si durante el mismo proceso se genera frío estamos hablando de trigeneración. Los procesos de cogeneración y trigeneración tienen rendimientos globales altos del orden del 90%. Es decir que una ventaja importante en estos tipos de sistemas es el ahorro de energía que se produce y si el combustible utilizado es biogás las ventajas medioambientales se amplifican ya que se reducen considerablemente las emisiones de CO₂ al ambiente.

Algunos sistemas de cogeneración y trigeneración usados actualmente son:

Plantas con motores alternativos: Estas son utilizadas con gas, gasoil, o fuel oíl. Su eficiencia eléctrica es muy alta, los sistemas de recuperación térmica son diseñados en función de los requisitos de la industria donde se aplica y generalmente estos sistemas se basan en el aprovechamiento del circuito de alta temperatura del agua de refrigeración del motor.

Este tipo de sistemas también pueden ser utilizados para la producción de frío por absorción, ya sea utilizando el vapor generado en maquinas de doble efecto o utilizando el calor del agua de refrigeración en maquinas de efecto simple.

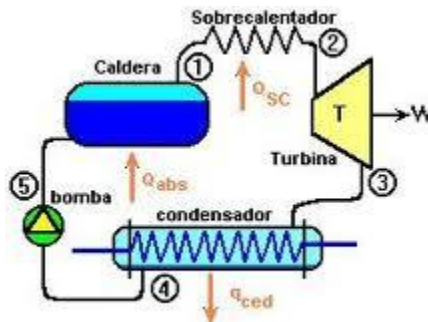
Figura 11. Esquema de cogeneración



Plantas con turbinas de vapor: En estos sistemas, una caldera convencional produce vapor a alta presión el cual sirve para producir la energía mecánica necesaria en la turbina de vapor, la que a su vez es utilizada para generar la energía eléctrica.

En la actualidad el uso de este tipo de sistemas ha quedado limitado como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustible residual.

Figura 12. Esquema planta con turbina de vapor.



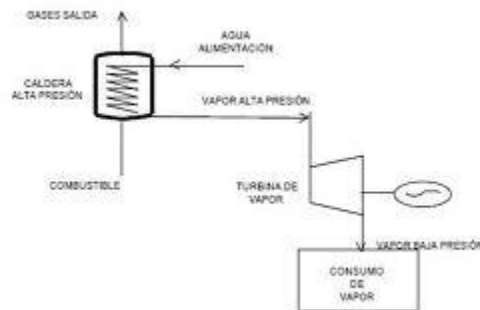
Plantas con turbinas de gas: En estos sistemas se quema combustible en un turbogenerador, parte de la energía de este combustible produce energía mecánica, pero mucha de su energía queda en forma de calor concentrado casi en su totalidad en los gases de escape los cuales se mantiene a unos 500°C.

Las turbinas de gas son un tipo de motor de combustión interna, en donde la turbina puede considerarse como un dispositivo de conversión que transforma la energía almacenada en el combustible en energía mecánica rotacional. El gas es comprimido en la turbina para ser mezclado con una cantidad pequeña de combustible y de esta manera se pueda dar la explosión de encendido. Esta combustión da como resultado un gas caliente que se expande a altas velocidades a través de los álabes transfiriendo de ésta forma la energía.

En la cogeneración se diferencian dos ciclos:

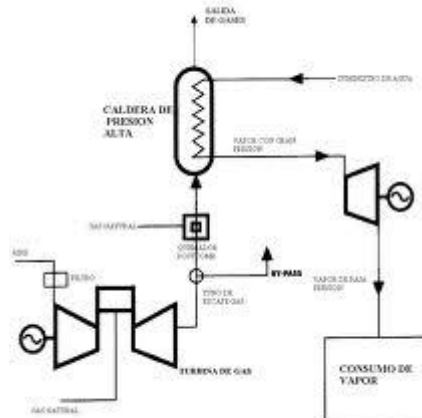
Ciclo simple: En este el vapor utilizado esta a la temperatura requerida por el usuario, es la planta típica de cogeneración y se aplica adecuadamente cuando se requieren cantidades elevadas de vapor, son plantas confiables y económicas, se pueden encontrar en una gran variedad de industria como la industria alimenticia, la química y la industria papelera.

Figura 13. Esquema ciclo simple



Ciclo combinado: En este el vapor utilizado se obtiene a alta temperatura y alta presión, ideales para ser utilizado para ser expandido en una turbina de vapor.

Figura 14. Esquema ciclo combinado



Una variante del ciclo combinado es el ciclo combinado a condensación. Este ciclo es propicio cuando se presentan demandas de vapor muy variables dado que con su utilización se obtiene una gran capacidad de regulación.

En el proceso clásico de combinación cuando la demanda de calor es menor a la producción el flujo de gases se regula evacuándolo a través del bypass y cuando sucede lo contrario utiliza la post-conducción. Ya que parte del vapor útil no es utilizado, este tipo de regulación no permite que la planta mantenga su potencia y su rendimiento decae sensiblemente.

Por otro lado, un ciclo a condensación aprovecha en todo momento la totalidad del vapor generado, dado que la regulación se realiza mediante la condensación del vapor que no puede usarse en el proceso, produciendo una cantidad adicional de electricidad. Anteriormente mencionamos que la trigeneración es agregar a la cogeneración la generación de frío. Una planta de trigeneración es muy similar a una planta de cogeneración con un sistema de absorción para producir frío.

Algunas aplicaciones de la cogeneración y la trigeneración son:

Aplicaciones en procesos de secado en especial se implementa en la industria de la cerámica que utiliza atomizadores, Aplicaciones en la industria textil, Calefacción y refrigeración y Aplicaciones para industria medioambientales, en plantas depuradoras de tipo biológico, o de concentración de residuos o de saco de fango.

3.3 Otras utilidades del Biogás

Inyección a la red - Utilización vehicular

El biogás puede ser utilizado para ser distribuido por las redes de gas natural con el mismo propósito que este gas, o bien puede comprimirse para ser utilizado como combustible renovable de vehículos. Sin embargo debido a la composición variante del biogás, independientemente de cuál vaya a ser su utilización para cualquiera de los dos fines antes mencionados, se debe procesar el biogás para mejorar su calidad y retirar los contaminantes tales como el dióxido de carbono. De los métodos para remover el CO₂ dos de los más utilizados son la absorción y la adsorción. Este biogás mejorado se conoce con el nombre de biometano.

La implementación en el sector transporte del biometano es una tecnología con mucho potencial y con beneficios socio-económicos y ambientales. Es por esta razón que en muchos países ya se emplea esta tecnología.

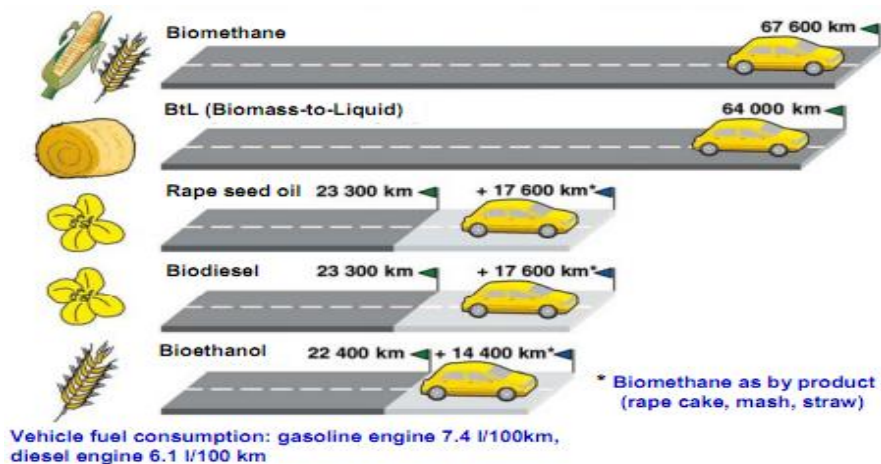
La mayoría de vehículos que funcionan con biogás han tenido que ser adaptados, se les incorpora un sistema para suplir el gas y los tanques donde se comprime el gas para su almacenamiento. De igual manera los vehículos diseñados para funcionar con gas pueden utilizar el biometano como combustible sin necesidad de realizar alguna modificación. Comúnmente el gas es almacenado a presiones de 200 o 250 bares en envases de acero o aluminio, diseñados para aguantar altas presiones.

Los vehículos pesados como camiones pueden ser adaptados para funcionar solamente con gas metano, no obstante es muchos casos se emplean motores híbridos que funcionan tanto con combustible fósil como con gas metano. Este tipo de motores trabajan con un sistema de inyección de diesel y el gas es encendido mediante la inyección de una pequeña cantidad de diesel. A pesar de que estos híbridos requieren motores menos desarrollados, las emisiones al final del escape no son tan bajas como la de los motores diseñados especialmente para trabajar con gas.

Los vehículos con biometano tienen más ventajas si los comparamos con los vehículos que trabajan con combustibles fósiles, ya que las emisiones de dióxido de carbono se ven considerablemente reducidas, siempre y cuando se empleen energía limpia para mejorar y comprimir el gas. También las emisiones de partículas sólidas, NOx y de otros hidrocarburos distintos al metano (NMHC) se disminuyen drásticamente.

La FNR (Agency for Renewable Resources) considera el biometano como el combustible para vehículos con mayor potencial inclusive cuando lo compara con otros biocombustibles. La figura 15 compara distintos biocombustibles en cuanto a distancia recorrida por un automóvil con cada respectivo biocombustible analizado y demuestra que la producción de energía empleando materiales de desperdicio es mayor que si se utilizan cultivos para generar energía.

Figura 15. Comparación de Biocombustibles. Rango de un coche personal que corre con biocombustibles a partir de cultivos



Fuente: FNR 2008

El biometano además de ser utilizado como combustible de vehículos se puede emplear para inyectarlo a la red de distribución de gas natural para cumplir la misma función que este gas. Una de las ventajas de introducir el biometano en las tuberías de gas es que se conectan las áreas de producción del biogás con áreas pobladas de grandes cantidades de consumidores, lo que permite la producción elevada de biogás sin tener que preocuparse de alternativas para la utilización del exceso de energía producido.

Los inconvenientes de inyectar el biometano a la red son los altos costos de de la purificación del gas y de las conexiones necesarias de las tuberías, así como la distancia a la que se encuentre el sitio de producción de la red de distribución de gas.

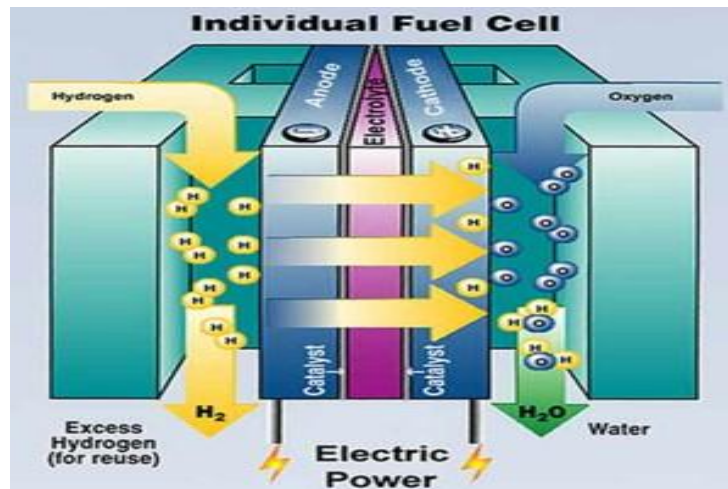
3.4 Celdas de combustible

Las celdas de combustible son dispositivos electroquímicos que convierten la energía química en energía eléctrica, mediante la utilización de químicos que comúnmente son oxígeno e hidrógeno, donde el hidrógeno actúa como elemento combustible y el oxígeno es obtenido directamente del aire. La celda convierte estos elementos en agua y en el proceso produce energía.

De igual manera pueden ser utilizados otros tipos de combustibles que contengan hidrógeno en sus moléculas, tales como metanol, etanol, metano o diesel, entre otros.

La estructura básica de una celda consiste en una capa electrolítica en contacto con un cátodo y un ánodo, como se aprecia en la figura 16. En una celda común, el combustible gaseoso (biogás), es alimentado continuamente al electrodo negativo o ánodo y el agente oxidante es inducido al cátodo o electrodo positivo, ocasionando la reacción electroquímica que genera corriente eléctrica.

Figura 16. Celda de Combustible



Existen distintos tipos de celdas de combustible que pueden trabajar con biogás que se diferencian de acuerdo al tipo de electrolito empleado. Pueden ser celdas de baja (AFC, PEM), media (PAFC) o alta temperatura (MCFC, SOFC).

Polímero Sólido (Polymer Electrolyte Membrane-PEM)

Operan en un rango de temperatura de 50-100°C, con densidad de potencia alta y pueden variar su salida para satisfacer cambios en la demanda de potencia. Son adecuadas para aplicaciones donde se requiere una demanda inicial de energía bastante importante, como es el caso de vehículos. El tipo de electrolito utilizado influye en el periodo de vida útil del PEM, el cual es bien sensible a impurezas en el gas como las de dióxido de carbono, por lo cual es importante filtrar el gas antes de utilizarlo.

Ácido Fosfórico (Phosphoric Acid Fuel Cell-PAFC)

Es utilizada frecuentemente con gas natural a una temperatura de aproximadamente 220°C. Comparada con otras celdas de combustibles presenta una eficiencia eléctrica baja, pero tiene la ventaja que es menos sensible a la presencia de dióxido y monóxido de carbono en el gas.

Carbonato Fundido (Molten Carbonate Fuel Cell -MCFC)

Este tipo de celdas utilizan carbón fundido como electrolito, son sensibles al monóxido

de carbono pero toleran concentraciones de más del 40% de dióxido de carbono. Trabajan en un rango de temperatura entre los 600 y 700°C, debido a esto puede transformarse el metano en hidrógeno dentro de la celda. Presentan altas eficiencias en la producción de electricidad y se puede utilizar el calor desprendido.

Oxido Sólido (Solid Oxide Fuel Cell-SOFC)

Este tipo de celdas también operan a temperaturas elevadas (750-1000°C), presentan una eficiencia eléctrica alta y la conversión de metano en hidrógeno puede ocurrir dentro de la celda. El sistema de óxido sólido, compuesto normalmente por material cerámico en vez de un electrolito, le permite alcanzar dichas temperaturas. Puede ser utilizada en aplicaciones grandes de alta potencia ya que su eficiencia se aproxima al 60%.

IV DESARROLLO DEL TRABAJO

4. Alternativas

La Industria Productora de Alcoholes, tratada en este estudio, tiene en sus instalaciones un Sistema de Tratamiento Anaerobio que trata las aguas residuales provenientes de la producción de alcohol a partir de melaza de caña de azúcar. Dicho sistema de descomposición genera diariamente un volumen de 60,000 Nm³ de biogás el cual no está siendo utilizado. Liberar este gas a la atmósfera ocasionaría daños al medio ambiente, razón por la cual la industria simplemente lo está combustionado.

Debido a que se tomó la decisión de retirar las torres de destilación de la planta, ya no es necesario producir energía en forma de calor, porque no se podría utilizar en el proceso de fabricación de alcoholes (destilación). Razón por la que no será adecuado considerar la cogeneración ni la trigeneración.

Por ende, el siguiente proyecto se enfoca en realizar propuestas y evaluar la utilización del biogás para la generación exclusiva de energía eléctrica.

Se considerarán dos alternativas para la generación de electricidad: la primera es la utilización del biogás en motores de combustión y la segunda consistirá en la implementación de turbinas a gas.

4.1 Generación de electricidad empleando un Motor a Gas

La empresa General Electric presenta una división líder en motores a gas llamada Jenbacher, ubicada en Austria. La potencia de sus motores a gas varía desde los 0.25 MW hasta los 4.4 MW y pueden utilizar tanto gas natural, biogás o cualquier otro tipo de gas (gas de rellenos sanitarios, gas de minas de carbón, gas de aguas residuales, gas combustible de residuos industriales, propano y butano con alto poder calorífico).

La eficiencia lograda por los motores Jenbacher oscila entre el 38% y 44%, esto permite un ahorro significativo del combustible empleado, así como una baja emisión de gases de combustión. Tienen la ventaja de ser constantes en su potencia de salida independientemente que las condiciones del gas varíen, trabajan con gases de bajo poder calorífico, bajo contenido de metano o gases con alto poder calorífico.

De igual manera, la alta eficiencia lograda por este tipo de motores permite utilizarlos en procesos de trigeneración o procesos de cogeneración (calor y electricidad). La línea Jenbacher ofrece una amplia gama de motores que se divide de la siguiente

manera:

- Jenbacher Tipo 2
- Jenbacher Tipo 3
- Jenbacher Tipo 4
- Jenbacher Tipo 6

En el anexo 1 podemos apreciar todos los tipos de motores y sus respectivas especificaciones.

La selección del tipo y modelo específico de motor se realizó tomando en cuenta el volumen de biogás generado, y además se consideró un diseño de sistema flexible que permita variar la potencia generada.

Manejamos que el máximo volumen de biogás generado por hora es de 2,500 Nm³.

Como margen de seguridad se consideró que para la generación de electricidad se va a destinar como máximo el 80% del biogás producido lo que equivale a 2,000 Nm³ /h.

Con este dato se seleccionó el motor Jenbacher JMS320 GS que maneja un consumo de combustible de 543 Nm³/h considerando un PCI de 5KW/Nm³, y produce 1,059 KWh

Tabla 2. Especificaciones del motor Jenbacher JM 320 GS

Características del módulo de cogeneración:			Datos de proyecto:		
Potencia eléctrica	kW el.	1.059	Nivel de ruido del motor (valor medio en 1 m)	dB(A)	96
Potencia térmica aprovechable (180 °C)	kW	1.269	Nivel de ruido gases de escape (a 1m de distancia,	dB(A)	122
Energía invertida	kW	2.716	Caudal másico húmedo de los gases de escape	kg/h	5.867
Consumo de gas con un PCI de			Caudal volumétrico húmedo de gases de escape	Nm ³ /h	4.562
5 kWh/Nm ³	Nm ³ /h	543	Perdida de presión máx. de gases de escape a la s	mbar	60
Rendimiento eléctrico	%	39,0%	Temperatura de los gases de escape a plena carga	°C [8]	509
Rendimiento térmico	%	46,7%	Caudal másico de aire	kg/h	5.382
Rendimiento total	%	85,7%	Caudal volumétrico de aire	Nm ³ /h	4.163
Calor a disipar (circuito de baja temperatura)	kW		Temp. máx. del intercooler (entrada intercooler)	°C	60
Emisiones:			Depresión máx. adm. de aspiración	mbar	10
NOx < 500 mg/Nm ³ (5% O2)			Temperatura de retorno	°C	60
			Temperatura de salida	°C	90
			Caudal de agua caliente	m ³ /h	36,3

Datos técnicos del motor:		
Tipo del motor		J 320 GS-C81
Configuración		V 70°
Número de cilindros		20
Taladro	mm	135
Carrera	mm	170
Cilindrada	lit	48,67
Velocidad nominal	rpm	1.800
Velocidad media del pistón	m/s	10,2
Pres. med. efectiva a potencia y veloc. nominal	bar	15,00
Relación de compresión	Epsilon	12,5
Potencia continua ISO estándar ICFN	kW	1095
Consumo específico de combustible	kWh/kWh	2,48
Consumo específico de aceite	g/kWh	0,30
Peso en seco (motor)	kg	5.000
Volumen de aceite	lit	370
Número de metano de referencia	MZ	100

Generador:		
Fabricante	STAMFORD e)	
Tipo	PE 734 B2 e)	
Potencia tipo	kVA	1.690
Rendimiento con cos phi = 1,0	%	96,7%
Rendimiento con cos phi = 0,8	%	95,8%
Potencia efectiva nominal con cos phi = 1,0	kW	1.059
Potencia efectiva nominal con cos phi = 0,8	kW	1.049
Frecuencia	Hz	60
Voltaje	V	480
Clase de protección		IP 23
Clase de aislamiento		H
Número de revoluciones	rpm	1.800
Peso	kg	2.710

Debido al volumen de biogás manejado, se pueden usar hasta 4 motores JM320 GS, lo que produciría nominalmente 4,236 kWe con un rendimiento eléctrico de 39%. El uso de estos cuatro motores garantiza un sistema de generación eléctrica flexible, que permite variar la potencia a generar según sea la necesidad.

Para utilizar biogás en un motor, el biogás debe ser tratado previamente. De manera general se tiene que retirar su contenido de H₂S y debe ser deshumidificado.

El costo de un sistema completo que utilice motores de combustión para generar electricidad a base de biogás actualmente se estima en 510 U\$/ Kw, lo que nos daría un monto aproximado de instalación de U\$ 2, 160,360.00. Los costos operativos de este sistema redondean los U\$ 151,225.2 por año y se estima que la vida útil del motor generador es de 10 años.

Una tabla resumen de la rentabilidad del proyecto se presenta a continuación:

Tabla 3. Resumen de rentabilidad del proyecto

Parámetro	Cantidad	U/M
Inversión inicial	2,160,360	U\$
Total de egresos (Costo operativos)	151,225.2	U\$/año
Ingresos*	2,152,226.88	U\$/año
Utilidad ante de impuesto	2,001,002	U\$/año
Impuesto (30%)	600,300.5	U\$/año
Utilidad neta	1,400,701	U\$/año

Tabla 4. Cálculo de ingresos al año por venta de energía*

Parámetro	Cantidad	U/M
Energía eléctrica producida	4,236	MWh
Precio de la energía	58	U\$/MWh
Horas al año	8,760	Hrs
Ingresos por al año	2,152,226.88	U\$/año

Tabla 5. Cálculo de VAN y TIR

Parámetro	Cantidad	U/M
Tasa de descuento	12%	%
Inversión inicial	-2,160,360	U\$
Utilidades netas anual	1,400,701.18	U\$/año
	1,400,701.18	U\$/año
	1,400,701.18	U\$/año
	1,400,701.18	U\$/año
	1,400,701.18	U\$/año
	1,400,701.18	U\$/año
	1,400,701.18	U\$/año
	1,400,701.18	U\$/año
	1,400,701.18	U\$/año
	1,400,701.18	U\$/año
VAN	4,734,755.13	U\$
TIR	64%	%

Recuperación de la Inversión:

$$RI = IT / FNP$$

$$RI = 2,160,360 / 1,400,701.18$$

RI= 1.54 años

4.1.1 Sistema Depurador

Los motores de biogás son más eficientes si trabajan con un gas depurado, con un bajo contenido de sulfuro de hidrógeno ya que de lo contrario el sulfuro causaría corrosión desbastadora en el equipo. El contenido de H_2S en el biogás depende tanto del producto de residuo orgánico como del anterior proceso de producción.

Si el H_2S se combustiona producirá ácido sulfúrico (H_2SO_4) lo que ocasionará una grave corrosión dentro del motor a gas y de los equipos auxiliares, lo que a su vez reducirá la vida útil del motor, se perderá dinero durante las reparaciones y los paros, y se incrementarán los costos de mantenimiento.

Es por esta razón que los fabricantes de motores de gas exigen que el H_2S en el gas limpio no supere los 250 ppm, como condición para prestar una garantía completa sobre los motores.

La empresa BioGasclean proporciona una amplia gama de depuradores biológicos de sulfuro de hidrógeno, que abarcan desde pequeñas depuradoras de gas hasta las depuradoras más grandes del mundo utilizadas en destilerías que producen etanol a partir de melaza de caña de azúcar. Estas depuradoras pueden ser instaladas tanto en plantas de biogás nuevas como en las ya existentes.

Los BioGascleaners se pueden diseñar para tratar cualquier contenido de H_2S y para satisfacer cualquier flujo de biogás. Incluyen también un sistema exclusivo de QSR (Quick Sludge Removal) para la eliminación rápida de sedimento, que ofrece la posibilidad de limpiar los tanques de sedimento de sulfuro y yeso en muy poco tiempo sin la necesidad de vaciar el contenido de los tanques.

El sistema depurador consta de tanques resistentes a ácidos, llevan un contenido de filtros llamados "packing media" que dan cabida y mantienen a las bacterias por los cuales se hace pasar el biogás, donde las bacterias se encargan de eliminar el compuesto contaminante. Los gastos de funcionamiento y operación son bajos ya que el filtro no utiliza productos químicos caros, de igual manera los gastos de mantenimiento del motor se mantienen al mínimo.

Para que las bacterias se puedan desarrollar necesitan de azufre, oxígeno (suministro de aire), humedad (agua dulce), nutrientes (nutrientes líquidos, NKP) y estar a una temperatura entre los $25^{\circ}C$ y $55^{\circ}C$. El efluente resultante de BioGascleaner se recicla como un valioso fertilizante.

Las especificaciones del sistema BioGascleaner necesario para depurar el biogás generado en los reactores anaerobios de la planta se observan en la tabla 6 y en el anexo 3 se puede apreciar el sistema con todas sus partes.

Tabla 6. Especificaciones del BioGasCleaner

Main specifications	
Biogas flow (Nm ³ /h) (at 0°C and 1 bar)	2.100
Biogas flow variations	Max. 1% per minute
Biogas temperature (0°C)	30
Biogas pressure at inlet to BiogasCleaner (mbar)	+20 / +80
Ambient temperature (to be informed by the Buyer)	Min. 20°C, average 27°C and max. 34°C
No. of tanks (in serial connection)	2
Tank size (D x H in meter)	3,4 x 10,5
Weight of each tank filled with water (tons)	100
Diameter of pipe for gas inlet and outlet (mm)	315
Supply of treated digester effluent or soft water (m ³ /day)	8,7
Discharge from BiogasCleaner (m ³ /day)	8,7
Supply of NPK fertilizer, if applicable (kg/day)	26,1
Cost of NPK fertilizer, if applicable (EUR/year)	3.800
Power required (Amp)	25
Electricity consumption (kWh/year)	52.500
Average spare parts consumption (THB/year)	1.500
H ₂ S raw biogas (max ppmv)	3.500
H ₂ S clean biogas (max ppmv)	250
NH ₃ in clean biogas (max ppmv)	5
Pressure drop per tank (max mbar) (conditioned on QSR [®] cleaning when required)	10
Relative humidity in clean gas (% RH)	100

Fuente: BiogasClean

4.2 Generación de electricidad empleando una Turbina de Gas

Los productos de “Solar Turbines” juegan un papel muy importante en el desarrollo energético de la sociedad actual. Esta empresa elabora turbinas a gas (1590-30,000 HP), compresores de gas, compresores impulsados por turbinas y equipos de generadores (1.1-22.4 MW), entre otros.

Las turbinas de gas fabricadas por Solar son compactas, ligeras y de larga duración. Cuentan con eficiencias térmicas altas, son fáciles de transportar y de instalar y son de alto rendimiento y confiabilidad.

Están diseñadas de tal manera que sus emisiones son bien bajas, difícilmente exista otra turbina en el mercado que ofrezca emisiones tan bajas como las fabricadas por esta compañía. El rango de potencia de estas turbinas varía entre 1 y 60 MW de

energía.

Fabrican seis diferentes tipo de turbinas, Saturn®, Centaur®, Mercury™, Taurus™, Mars® y Titan™; y diez distintos compresores de gas centrífugos.

Una turbina de gas es un tipo de motor de combustión interna que utiliza gas como combustible. En otras palabras, una turbina de gas no es más que un dispositivo que convierte la energía almacenada en un combustible para generar energía mecánica rotacional.

La selección del tipo y modelo específico de motor se realizó tomando en cuenta el volumen de biogás generado, Sabemos que el máximo volumen de biogás generado por hora es de 2,500 Nm³.

Igual que en el caso anterior se consideró utilizar el 80% de biogás producido, lo que equivale a 2,000 Nm³/h ó 33.3 Nm³/min

Con este dato se seleccionó el sistema que incluye al compresor de la marca Solar modelo C16 de 10 etapas, que maneja una presión de 3,500 PSI y flujos de gas de entre 4 y 62 m³/min y una turbina de gas de la misma marca modelo Centauro 40 de 3.5 MW nominal y un rendimiento del 27.9 %.

El costo de un sistema completo que utilice turbinas a gas para generar electricidad a base de biogás actualmente se estima en 1,200 U\$/ Kw, lo que nos daría un monto aproximado de instalación de U\$ 5, 083,200.00. Los costos operativos de este sistema redondean los U\$ 355,824 por año y se estima que la vida útil del moto generador es de 10 años.

Tabla 7. Especificaciones del compresor Solar C16

ISO Performance/Specifications

Power	kW	3500
Heat Rate	kJ/kW-hr	12 905
Exhaust Flow	kg/hr	68 180
Exhaust Temperature	°C	445
Axial Exhaust		Yes
SoLoNOx		Yes

Figura 17. Turbina Solar C16

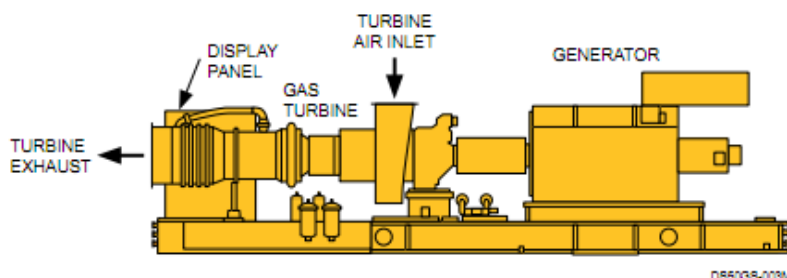
Package Dimensions

Length: 9.8 m (32' 3")

Width: 2.6 m (8' 6")

Height: 3.2 m (10' 5")

Typical Weight: 38 945 kg (85,860 lb)



A continuación se muestran las tablas resumen del proyecto:

Tabla 8. Resumen de rentabilidad del proyecto

Parámetro	Cantidad	U/M
Inversión inicial	5,083,200	U\$
Total de egresos (Costo operativos)	355,824	U\$/año
Ingresos*	1,778,280	U\$/año
Utilidad ante de impuesto	1,422,456	U\$/año
Impuesto (30%)	426,736.8	U\$/año
Utilidad neta	995,719.2	U\$/año

Tabla 9. Cálculo de ingresos al año por venta de energía

Parámetro	Cantidad	U/M
Energía eléctrica producida	3.5	MWh
Precio de la energía	58	U\$/MWh
Horas al año	8,760	Hrs
Ingresos por al año	1,778,280	U\$/año

Tabla 10. Cálculo de VAN y TIR

Parámetro	Cantidad	U/M
Tasa de descuento	12%	%
Inversión inicial	-5,083,200	U\$
Utilidades netas anual	995,719.2	U\$/año
	995,719.2	U\$/año
	995,719.2	U\$/año
	995,719.2	U\$/año
	995,719.2	U\$/año
	995,719.2	U\$/año
	995,719.2	U\$/año
	995,719.2	U\$/año
	995,719.2	U\$/año
	995,719.2	U\$/año
	995,719.2	U\$/año
VAN	198,429.12	U\$
TIR	15	%

Recuperación de la Inversión:

$$RI = IT / FNP$$

$$RI = 5,083,200 / 995,719.2$$

RI = 5.1 años

4.3 COMPARACIÓN TÉCNICA

Tabla 11. Comparación técnica entre alternativas

	Motor de combustión interna	Turbina de gas
Marca	Jenbacher	Solar
Modelo	JM 320 GS	Centaur 40
Cantidad	4	1
Consumo de combustible	543 m ³ /hr	3,720 m ³ /hr
Consumo combustible total	2,172 m ³ /hr	3,720 m ³ /hr
Vida útil	10 años	10 años
Eficiencia	39%	27.9%
Potencia unitaria	1,059 KWh	3,500KWh
Potencia Total	4,236 KWh	3,500KWh

4.4 COMPARACIÓN ECONÓMICA

Tabla 12. Comparación económica entre alternativas

	Motor de combustión interna	Turbina de gas
Marca	Jenbacher	Solar
Modelo	JM 320 GS	Centaur 40
Inversión inicial	U\$ 2,160,360	U\$ 5,083,200
Costos operativos total	U\$ 1,512,252	U\$ 3,558,240
utilidades esperadas	U\$ 20,010,020	U\$ 9,957,192
VAN	U\$ 4,734,755.13	U\$ 198,429
TIR	64%	15%
Tiempo de recuperación	1.5 años	5.1 años

4.5 CONSIDERACIONES AMBIENTALES

El efecto invernadero es un fenómeno natural que facilita la vida en la tierra, ya que permite mantener una temperatura adecuada para el desarrollo de los seres vivos. Los gases presentes en la atmósfera retienen parte de la energía reflejada proveniente del sol, dejando escapar el resto.

No obstante, se ha dado un incremento significativo en la temperatura de la tierra en los últimos años, esto debido a que se han liberado a la atmósfera grandes concentraciones de los gases causantes del efecto invernadero procedentes de actividades antropogénicas, como la quema de combustibles fósiles por ejemplo. Los gases que más daño ocasionan al medio ambiente son el CO₂, NO₂ y CH₄.

Al romper el equilibrio que ha existido por años de manera natural en nuestro planeta, no hemos logrado más que poner en riesgo nuestras propias vidas. El calentamiento global ha traído consigo innumerables repercusiones negativas, tales como el derretimiento de los polos, lo que a su vez ha incrementado el nivel del mar y podría llegar a ocasionar la desaparición de ciudades costeras, se ha perdido el hábitat de muchos seres vivos lo que podría causar la desaparición de los mismos, los fenómenos naturales como huracanes se han manifestado con mayor fuerza devastadora, las sequías han sido más intensas lo que ha generado grandes pérdidas económicas en cultivos, en la época lluviosa las precipitaciones son mayores lo que también genera pérdidas, y según expertos en la materia aún hace falta ver otras manifestaciones negativas ocasionadas por el calentamiento global.

Irónicamente los pueblos que a lo largo de la historia han sido los más pobres y menos responsables de tanta contaminación ambiental son los que resultan más perjudicados por los efectos negativos del calentamiento global, pues los principales responsables de tanto daño al medio ambiente son las grandes potencias con prácticas industriales a gran escala, enormes parques vehiculares y culturas de consumismo masivo.

No obstante, la contaminación y el calentamiento global son problemas que nos afectan a todos por igual, sin importar quien ocasiona el daño. Por lo tanto es de vital importancia que todos tomemos medidas preventivas y correctivas al respecto, para frenar el avance del deterioro de nuestro planeta.

Es por esta razón que necesitamos prácticas energéticas sostenibles, utilizar fuentes renovables de energía como la eólica, hidráulica, solar, biomasa y depender cada vez menos de los combustibles fósiles que son los principales causantes de la problemática ambiental.

Al utilizar el biogás generado a partir de las aguas residuales del proceso de producción de alcohol, no solo se estará sacando provecho económico de un desperdicio, sino también se estará dejando de emitir a la atmósfera gases contaminantes como el metano. De igual manera se dejarán de combustionar hidrocarburos, por lo que tampoco se emitirá CO₂ y se disminuirá el impacto negativo de la actividad sobre el medio ambiente.

Considerando la composición del biogás con un 60% de metano la cantidad de biogás producido anualmente en los biodigestores es de 21, 900,000.00 m³ al año lo que corresponde a 13, 140,000.00 m³ de metano por año.

Si consideramos la densidad del metano de 0.72 Kg por metro cúbico las toneladas producidas anuales de metano son 9,460.8Ton. En las dos alternativas se considera el uso del 80% del biogás por lo cual la cantidad de metano consumida en generación eléctrica será de 7,568.64 ton.

Además sabemos que una tonelada de metano equivale aproximadamente a 21 Ton de CO₂ y de aquí podemos realizar fácilmente la conversión a toneladas de CO₂ de lo que obtenemos que las Toneladas de CO₂ equivalentes que no se generan y por ende no se desechan a la atmosfera es de 158,941.4 Ton. Este mismo valor es para ambas alternativas.

4.6 MANTENIMIENTO DEL MOTOR A GAS

Mantenimiento programado del motor a gas

La práctica más común es organizar el mantenimiento de los motores de gas en base a una serie de actividades que se deben llevar a cabo según las horas que el motor ha estado en funcionamiento. La periodicidad para cada una de las actividades de mantenimiento para el motor, es la proporcionada comúnmente por el fabricante.

Mantenimiento operativo diario del motor a gas

A diario es necesario vigilar que los parámetros de funcionamiento estén dentro de los márgenes normales. A continuación se indican los parámetros más comunes:

- Temperaturas y presiones del aceite de lubricación
- Presión en el cárter

- Temperatura del agua de refrigeración de camisas (circuito de alta) y de aceite y aire de admisión después del turbocompresor (circuito de baja), a la entrada y a la salida del equipo
- Posición de la válvula de descarga del turbocompresor
- Temperaturas y presiones en cada uno de los cilindros
- Detonaciones en cada uno de los cilindros
- Avance del encendido
- Potencia instantánea en cada momento
- Temperaturas y presiones en colector de admisión
- Temperaturas y presiones en el colector de escape
- Temperaturas y presiones antes del turbocompresor (lado admisión)
- Revoluciones del turbocompresor

Mantenimiento quincenal del motor a gas (400 horas)

- Ajustes en válvulas
- Ajustes en la rampa de gas
- Engrase de alternador

Mantenimiento trimestral (cada 2.000 horas, aproximadamente)

- Comprobación del avance de encendido
- Sustitución de filtros de aceite
- Análisis de aceite
- Inspección boroscópica interna de camisas y pistones

Mantenimiento anual (cada 8.000 horas)

- Revisión completa del turbocompresor
- Verificación de las protecciones eléctricas del alternador
- Comprobación del estado de culatas, sustitución si procede

- Revisión del sistema arrancador
- Revisión completa del turbocompresor
- Verificación de las protecciones eléctricas del alternador
- Comprobación del estado de culatas, sustitución si procede
- Revisión del sistema arrancador
- Revisión de la bomba de refrigeración
- Revisión de las bombas de lubricación
- Sustitución de camisas y pistones
- Sustitución de culatas
- Comprobación de bielas y cojinetes de biela
- Comprobación de cojinetes de bancada

El mayor énfasis en cuanto al mantenimiento de un motor a gas debe de estar en el sistema de lubricación, dado que este sistema es el encargado de la reducción de la fricción y del desgaste del motor, además este actúa como un sellador eficaz y adicionalmente refrigera y limpia el motor.

Por las cargas de trabajo, las altas temperaturas que se manejan en los motores a gas, y las características mismas del biogás el cual puede poseer compuestos sulfúricos y haluros, necesitan usar lubricantes con alta estabilidad a la oxidación. Otras características deseadas en los lubricantes empleados en motores que trabajan con biogás es que posea un alto nivel de detergencia y un bajo nivel de ceniza.

Para tener un control adecuado del estado del lubricante en el motor es necesario seguir un programa de mantenimiento analítico rutinariamente. El mismo debe contener al menos los siguientes parámetros de control y debe ser realizado al menos cada 200 horas de trabajo:

- Viscosidad cinemática
- Índice de basicidad (BN)
- Índice de acidez (AN)
- pH

- Contaminación por glicol
- Contaminación por agua
- Insolubles
- Partículas de desgaste
- Contenido en aditivos
- Contenido en contaminantes
- Nitración/oxidación
- Contenido en cloro
- Contenido en azufre
- Vida remanente RULER
- Contaje de partículas LASERNET

La frecuencia con la que se cambia el lubricante en un motor a gas, no deberá estar orientada por un calendario preestablecido o por el número de horas de trabajo, más bien deberá estar condicionada por el estado en el que se encuentre el lubricante determinado por la rutina analítica realizada. Pero un número de horas aproximado para realizar un cambio de aceite en un motor que utilice biogás similar al seleccionado es de alrededor de 700 horas.

4.7 MANTENIMIENTO DE LA TURBINA A GAS

Mantenimiento programado de turbinas de gas

Podemos dividir las actividades de mantenimiento de la turbina de gas en tres grandes secciones: mantenimiento rutinario, inspecciones y grandes revisiones.

Mantenimiento rutinario

El mantenimiento rutinario se basa en la observación del comportamiento de la máquina.

Las actividades principales son las siguientes:

- Vigilancia de parámetros (temperaturas en las cámaras de combustión, presión y temperatura del compresor de la turbina, niveles de vibración en cojinetes, presión y temperatura del aceite de lubricación, caudal y temperatura del aire de refrigeración, caída de presión en los filtros de aire de admisión y temperatura en el escape, como parámetros más importantes)
- Comprobación y seguimiento de alarmas y avisos.
- Análisis del aceite de lubricación. Filtrado y/o sustitución cuando corresponde.
- Sustitución de pre filtros y filtros del aire de admisión al compresor de la turbina, cuando la caída de presión alcanza un valor determinado
- Limpieza del compresor, tanto con el compresor en marcha como con el compresor parado.
- Calibración de la instrumentación (presiones, temperaturas y caudales, fundamentalmente).
- Comprobaciones del sistema contraincendios.

Inspecciones

Una parte fundamental del mantenimiento de las turbinas a gas son las inspecciones regulares de sus partes internas. Las inspecciones generalmente se han de realizar con boroscopios. Con la inspección boroscópica suele comprobarse el estado de las cámaras de combustión y quemadores y las distintas filas de álabes de la turbina.

- En las cámaras de combustión, las inspecciones boroscópicas tratan de buscar deformaciones y daños en los quemadores y en las paredes de la cámara.
- En los álabes se han de buscar deformaciones, decoloraciones en la superficie del álabe, impactos de objetos extraños contra la superficie, estado de la capa de recubrimiento cerámico y rozamientos entre partes en movimiento y partes estática.

Grandes revisiones

Las grandes revisiones se pueden considerar como mantenimiento en parada, con la organización de grandes revisiones en las que se cambian sistemáticamente gran cantidad de piezas sometidas a desgaste. Las grandes revisiones requieren la apertura de la turbina y demanda gran cantidad de tiempo (entre 10 y 30 días) y recursos humanos.

Entre los trabajos que se realizan en estas grandes revisiones están los siguientes:

- Sustitución de álabes. Suele ser la parte principal del trabajo. Se sustituyen tanto los álabes fijos como los móviles de la turbina (no del compresor).
- Sustitución completa de la cámara de combustión. Se cambian tanto los quemadores como las paredes de la propia cámara.
- Limpieza manual de los álabes del compresor.
- Revisión completa de toda la instrumentación, incluidos sensores, transmisores y cableado.
- Revisión y reacondicionamiento en su caso de los cojinetes de apoyo
- Revisión completa de todo el sistema de lubricación, con cambio o filtrado de aceite, revisión de bombas, cambio de filtros, limpieza del depósito
- Equilibrado del conjunto rotor
- Alineamiento de la turbina

En ambos casos tanto en el motor a gas y en el de la turbinas a gas los parámetros y procedimientos específicos de mantenimiento deberán ser proporcionados por el fabricante.

A Continuación se muestra una tabla con el desglose de los gastos operativos para ambas alternativas:

Descripción	Motor a gas	Turbina a gas
Número de operarios regulares	6	5
Número de operarios durante grandes revisiones	15	25
Mantenimiento operativo o rutinario	Si	Si
Mantenimientos programados durante dura el proyecto		
Quincenales	240	240
Bimensual		60
Trimestral	40	
Semestral		
Anual	10	10
Gastos Anuales de operación y mantenimiento		
Gastos en operarios	U\$ 37,806.3	U\$ 88,956
Mantenimiento rutinario	U\$ 45,367.5	U\$ 106,747.2
Mantenimiento programados	U\$ 68,051.2	U\$ 160,120.8
Gastos anuales	U\$ 151,225.2	U\$ 355,824.0
Gastos totales (10 Años)	U\$ 1,512,252	U\$ 3,558, 240

4.8 ASPECTOS DE SEGURIDAD

Peligros del biogás

El mayor riesgo del biogás es principalmente su inflamabilidad y explosividad al combinarse con el oxígeno contenido en el aire. La mezcla es peligrosa con una concentración de metano entre 5 y 15%.

El biogás está compuesto de CO₂ con efecto asfixiante (si O₂ < 18%), y H₂S tóxico (mortal si >50 mg/m³). Estos dos gases son más pesados que el aire lo que implica un riesgo de acumulación en zonas bajas de recintos cerrados (cámaras, pozos, etc.).

El peligro de asfixia o toxicidad del biogás puede resolverse mediante ventilación natural, detectores de gas y procedimientos para entrar en lugares de riesgo (detector portátil, equipo autónomo de respiración, etc.).

Trataremos solamente los peligros relativos a la inflamabilidad del biogás.

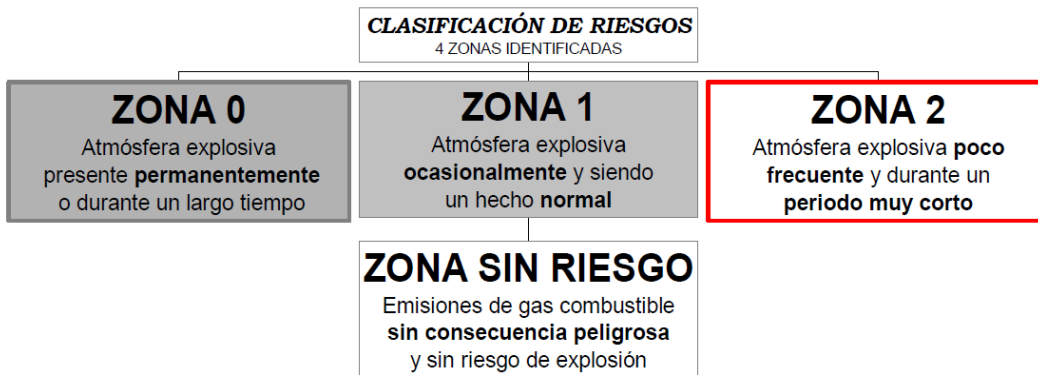
Definición y ubicación de las zonas de peligro

Las normas Norteamericanas y Europeas al respecto han identificado 4 zonas. Estas zonas son identificadas según la frecuencia de fuga y se deben ubicar claramente dentro de una planta generadora de biogás y se pueden aplicar al proceso de generación de electricidad en donde se utilice este tipo de gas.

Una Zona 0 puede ser el interior de un digestor, gasómetro, incluyendo además toda la tubería de biogás con sus componentes. Una Zona 1 corresponde a un lugar donde en funcionamiento normal hay presencia de gas, la cual se determina en un radio de 3 metros alrededor del punto emisor, de un alivio de gas, un drenaje o una válvula. Una Zona 2 se observa con una frecuencia de ocurrencia menor, o también se extiende a tres metros más allá de una Zona 1, excepto condiciones particulares.

Clasificación de riesgos

- Zona 0: Atmósfera explosiva presente permanentemente o durante un largo tiempo.
- Zona sin riesgo: Emisiones de gas combustible sin consecuencia peligrosa y sin riesgo de explosión.
- Zona 1: Atmósfera explosiva ocasionalmente y siendo un hecho normal.
- Zona 2: Atmósfera explosiva poco frecuente y durante un periodo muy corto.

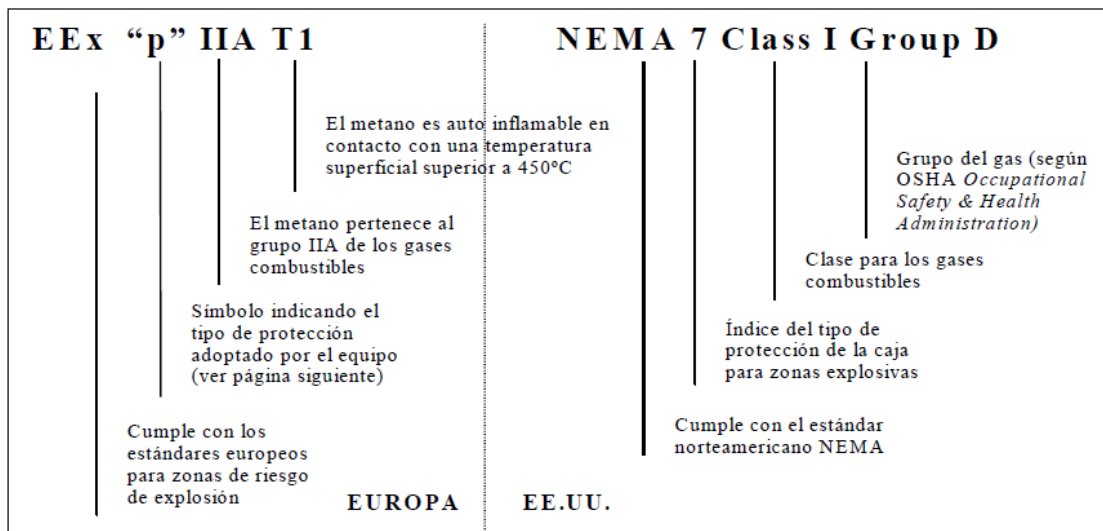


Clasificación y codificación en zonas con riesgo de explosión

Se utilizan mayormente dos codificaciones internacionales para clasificar los riesgos y selección de equipos seguros para su prevención. Estas son, la norma europea según IEC/CENELEC y norma norteamericana NFPA70 (NEC).

En zonas de riesgo con presencia de biogás, se debe emplear la codificación de la siguiente figura:

Clasificación del biogás según las normas europeas y norteamericana



Designación del tipo de protección señalado como “p” (solo para norma EEX):

- ✚ d: Caja antideflagrante por confinamiento para zonas 1-2 (motores, bombas, aparatos de maniobra).
- ✚ ia: Seguridad intrínseca por limitación de energía para zonas 0-1-2 (instrumentación, controles).

- ✚ ib: Seguridad intrínseca por limitación de energía para zonas 1-2 (instrumentación, controles).
- ✚ e: Seguridad aumentada por diseño mecánico para zonas 1-2 (motores, luminarias, cajas).
- ✚ n: Protección "n" por diseño mecánico para zona 2 (motores, luminarias, cajas).
- ✚ o: Inmersión en aceite para zonas 1-2 (Transformadores, controles).
- ✚ p: Presurizado para zonas 1-2 (Salas de control, analizadores).
- ✚ m: Encapsulado para zonas 1-2 (Instrumentación, controles).

Definiendo las zonas de riesgo se determinan los equipos necesarios según la zona respectiva, una vez identificada, delimitada, y su nivel de riesgo valorizado de acuerdo a la nomenclatura expuesta.

Análisis y protecciones para las zonas de riesgo

Previamente a definir la clasificación de motores y/o instrumentos, o modificar cualquier diseño (ubicación de equipo, ventilación, muro etc.), para determinar la clase de una zona, es necesaria una inspección general de la Planta y establecer las zonas de riesgo. No sólo se debe considerar un punto de vista "estático" del sistema, sino también fenómenos dinámicos que implican desplazamiento de gas (recordar que el H₂S es más pesado que el aire, y el metano más liviano) con riesgo de acumulación o explosión de una mezcla combustible dentro de un tubo, al igual que el desplazamiento de una llama hasta un punto lejano considerado inicialmente como fuera de zona de riesgo. Entonces, hay que ampliar el horizonte de análisis, incluyendo otros conceptos como físico constructivo y de causa a efecto.

Por ejemplo, una cámara cerrada en cuyo interior hay un motor de combustión y que es provisto de combustible a través de una tubería que transporta de biogás, la cual está fugando. La zona de riesgo no es sólo hasta 3 metros alrededor del punto de fuga. Hay que considerar que el metano sube y se acumula hasta encontrar una vía de salida (si existe). Por lo tanto, toda la zona de acumulación se deberá considerar como zona 2, lo que podría ser la cámara completa si no existiera salida.

Por otra parte, el H₂S se acumula hacia abajo. Se requerirá un detector de H₂S para verificar su presencia en dicha zona, si no existe ventilación natural.

Conceptos constructivos

Existen soluciones constructivas que permiten reducir el peligro en una zona con riesgo de explosión, lo que se llama técnicamente "Bajar la clasificación" de una zona de riesgo. Eso permite la viabilidad de una instalación, disminuir la exigencia de un motor o instrumento. Además, adoptando algunas medidas, es posible eliminar el peligro de explosión, lo que se llama "Desclasificar una zona", en otras palabras construir una zona sin riesgo. Algunos ejemplos:

Después de definir las zonas de riesgo, y habiendo tratado de rebajar su clasificación, es absolutamente necesaria la determinación y ubicación física de las zonas de riesgo, para delimitar y clasificarlas según sus niveles de peligrosidad, lo cual podrá ser representado en un plano.

Para evitar sobre clasificar los motores la definición de zonas y su determinación física se ha de ejecutar con la seriedad que amerita.

En una instalación donde se utilice biogás como combustible se tendrán que tomar en cuenta parámetros constructivos en diversas áreas o especialidades. Por ejemplo:

Electro-mecánica (selección de motores, mecanismos, etc.).

Instrumentación (selección de equipos).

Eléctrica (paneles, cables, trazado de ductos, luminarias, interruptores, etc.).

Seguridad (detectores de gases, procedimientos de seguridad, etc.).

Civil (muros resistente al fuego, puertas de escape corta fuego, ventilaciones, etc.).

El detalle de estos parámetros se escapan del alcance de este proyecto.

Equipos energizados para zonas con riesgo de explosión

Durante la etapa de Ingeniería de Proyecto, el proceso en si mismo y cada especialidad definen los equipos y la clasificación correspondiente a su respectiva zona de riesgo. A continuación se presenta una tabla que define la clase de equipos energizados a instalar en una zona de riesgo determinada, de acuerdo a la codificación europea mostrada en el capítulo anterior.

Equipos	Zona 0	Zona 1	Zona 2
Motores	Prohibido	EEx IIA d/e T1	EEx IIA d/e/n T1
Instrumentación & Control	EEx IIA ia T1	EEx IIA d/ia/ib/o/m T1	EEx IIA d/ia/ib/o/m T1
Cajas & Gabinetes	Prohibido	EEx IIA d/e T1	EEx IIA d/e/n T1
Analizadores	No Aplicable	EEx IIA d/e/p T1	EEx IIA d/e/p T1
Luminarias	No Aplicable	EEx IIA d/e/m T1	EEx IIA d/e/n/m T1

Las posibles fuentes de explosión asociada al biogás no se limitan sólo a equipos energizados y la propagación de la llama no se confina sólo a un espacio delimitado alrededor del origen. Las llamas, o deflagración, pueden ir más allá de lo teórico y sus fuentes de propagación pueden ser otras además de las eléctricas: un cigarrillo, una chispa provocada ocasionalmente por la caída de una herramienta, etc.

Determinadas las zonas de riesgo y definidos los equipos adecuados, se debe también considerar la región interna de las tuberías y analizar hasta donde podría llegar una inadvertida llama para seleccionar y equipar el sistema de elementos o accesorios de seguridad.

Accesorios de seguridad

Gracias a la industria de extracción y refinamiento del petróleo, se han desarrollado elementos de seguridad que permiten confinar la propagación de una llama o deflagración. Estos elementos pueden ser pasivos o activos. A diferencia de un elemento pasivo que puede solamente confinar una llama, un elemento activo al mismo tiempo elimina la fuente combustible, cerrando el paso del gas hacia las llamas, o evacuando una deflagración fuera del sistema cerrado.

Como elemento pasivo, el arrestador de llama se compone de una malla o un conjunto de láminas metálicas concéntricas, de alta capacidad calórica actuando como un bloqueador de calor cuando llega una llama, disminuyendo el calor producido por la inflamación e impidiendo la propagación de la combustión. En un tramo largo de tubería, una válvula de alivio permitirá evacuar la sobrepresión para proteger los equipos si se requiere, siendo por lo tanto un sistema activo.

Identificados todos los puntos posibles de ignición en el circuito de biogás (alivio de un digestor, toma muestra, máquina rotativa, quemador...), resta seleccionar y ubicar los accesorios de seguridad, conociendo la función de cada uno y los riesgos que pueden correrse (peligro de muerte, destrucción de material, deflagración dentro de un tubo, etc.).

En la protección de operadores e instalaciones dentro de una Planta, no debe limitarse al uso de equipos adecuados y sofisticados. También debe existir un plan de operación y control de la Planta que deberá ser aplicado durante la operación normal y los incidentes.

Plan de operación y control

Se debe realizar un Plan de Control al momento de desarrollar el diagrama de proceso e instrumentación (P&ID). Se debe imaginar minuciosamente todos los riesgos que podrían ocurrir, ya sea por falla humana o de un mecanismo o instrumento, catástrofe natural, accidente ocasionado por un agente externo al recinto, ruptura de tubería, corto circuito etc... y se debe precisar las causas reales y sus condiciones determinando sus consecuencias, gravedad (accidente, destrucción de material, riesgo de muerte, etc.), frecuencias de ocurrencia, para finalmente valorizarlas con una nota (o factor). Esa nota determinará la importancia del riesgo y las medidas a tomar, que sean simples

alarmas, resolutivas en forma automatizada o manual, inspecciones o mantención rutinaria, restricción de zonas etc... o la combinación de algunas.

V CONCLUSIONES

Desde el punto de vista técnico podemos concluir lo siguiente:

- ✓ El sistema compuesto por el motor de gas permite una mayor flexibilidad para enfrentar regímenes variables de demanda.
- ✓ Es más manejable el mantenimiento del sistema del motor de combustión ya que permite realizar el mantenimiento sin tener que desconectar todo el sistema.
- ✓ Con el sistema del motor a gas se logra generar más potencia, con un menor consumo de biogás y una mayor eficiencia.
- ✓ El mantenimiento de un motor de combustión es más sencillo que el de una turbina, lo que permite paradas más cortas de funcionamiento.
- ✓ La turbina de gas presenta potencial para generar más energía eléctrica por medio de un sistema de cogeneración.

Desde el punto de vista económico podemos concluir lo siguiente:

- ✓ En ambos casos VAN y TIR son superior a cero lo que implica que son alternativas rentables.
- ✓ La alternativa del motor a gas presenta una menor inversión inicial, gastos operativos menores y mayor producción de electricidad lo que implica que las utilidades serán mayores, lo que garantiza un menor tiempo de recuperación de la inversión.

VI BIBLIOGRAFIA

<http://www.biogasclean.com/biogascleaners/frp-system.html>

<http://www.power-technology.com/contractors/cogeneration/jenbacher/>

http://www.gepower.com/prod_serv/products/ recip_engines/en/type3.htm

<http://www.empresaeficiente.com/es/catalogo-de-tecnologias/plantas-de-cogeneracion#ancla>

<http://www.mem.gob.ni/media/file/ELECTRICIDAD%20Y%20RECURSOS/Perfil%20Hidroelectrico%20Pantasma.pdf>

http://njchp.rutgers.edu/files/Steam_Turbines.pdf

<http://mysolar.cat.com/cda/layout?m=301895&x=7>

<http://www.wwdmag.com/Fuel-Cell-Uses-Methane-to-Power-Plant-article2237>

http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/steam-turbines/downloads/E50001-W4100-A100-X-4A00_Pre-Designed_Steam%20Turbines_E_f_screen.pdf

<http://www.empresaeficiente.com/>

FNR, Agency for Renewable Resources.2008.

VII ANEXOS

ANEXO 1. Clasificación de motores Jenbacher

Jenbacher type 2

J208 GS; RPM 1,500; kWm 361; kW_e 330

- Eight cylinder
- 1,500rpm (50Hz) / 1,800rpm (60Hz)

Jenbacher type 3

- J312 GS; RPM 1,500; kWm 731; kW_e 625
- J316 GS; RPM 1,500; kWm 998; kW_e 835
- J320 GS; RPM 1,500; kWm 1,190; kW_e 1,064
- V12, V16 and V20 cylinder
- 1,500rpm (50Hz) / 1,800rpm (60Hz)

Jenbacher type 4

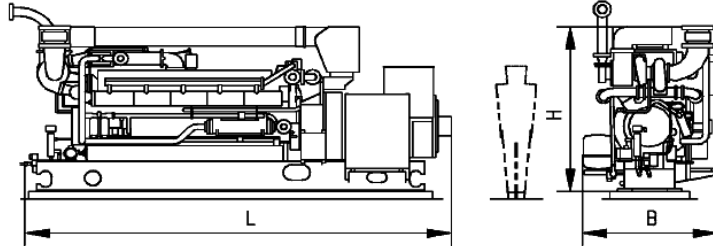
- J412 GS; RPM 1,500; kWm 897; kW_e 845
- J416 GS; RPM 1,500; kWm 1,195; kW_e 1,127
- J420 GS; RPM 1,500; kWm 1,492; kW_e 1,416
- V12, V16 and V20 cylinder
- 1,500rpm (50Hz) / 1,800rpm (60Hz)

Jenbacher type 6

- J612 GS; RPM 1,500; kWm 1,952; kW_e 2,007
- J616 GS; RPM 1,500; kWm 2,604; kW_e 2,674
- J620 GS; RPM 1,500; kWm 3,238; kW_e 3,349
- J624 GC, RPM 1,500; kWm 3,865; kW_e 4,029
- V12, V16, V20 and V24 cylinder
- 1,500rpm (50Hz, 60Hz with gear-box)

ANEXO 2. Motor de Gas Jenbacher JM 320 GS

Grupo electrógeno



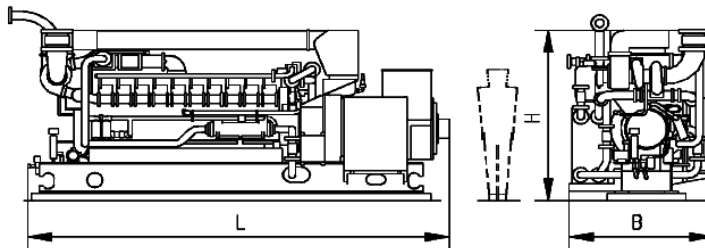
Dimensiones globales y pesos (Valor indicativo)

Longitud L	mm	5.700
Anchura B	mm	1.700
Altura H	mm	2.300
Peso en seco	kg	10.300
Peso listo para funcionar	kg	10.800

Conexiones (en el Genset)

Entrada y salida del agua de refrigeración	DN/PN	80/10
Salida de gases de escape	DN/PN	250/10
Gas combustible (en la rampa de gas)	DN/PN	100/16
Conexión del agua de intercooler:		
Circuito de baja temperatura	DN/PN	65/10

Módulo



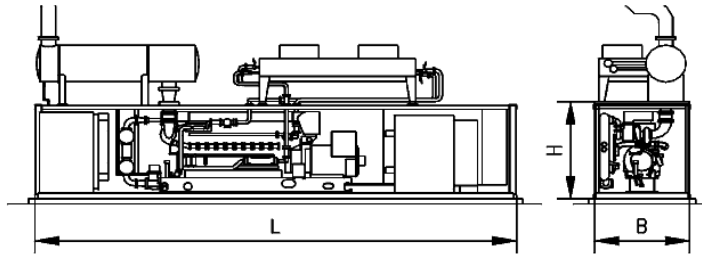
Dimensiones globales y pesos (Valor indicativo)

Longitud L	mm	5.700
Anchura B	mm	1.900
Altura H	mm	2.300
Peso en seco	kg	10.800
Peso listo para funcionar	kg	11.300

Conexiones (del módulo)

Entrada y salida de agua caliente	DN/PN	80/10
Salida de gases de escape	DN/PN	250/10
Gas combustible (en la rampa de gas)	DN/PN	100/16
Conexión del agua de intercooler:		
Entrada/salida de agua de la 2ª etapa del intercooler	DN/PN	65/10

Contenedor



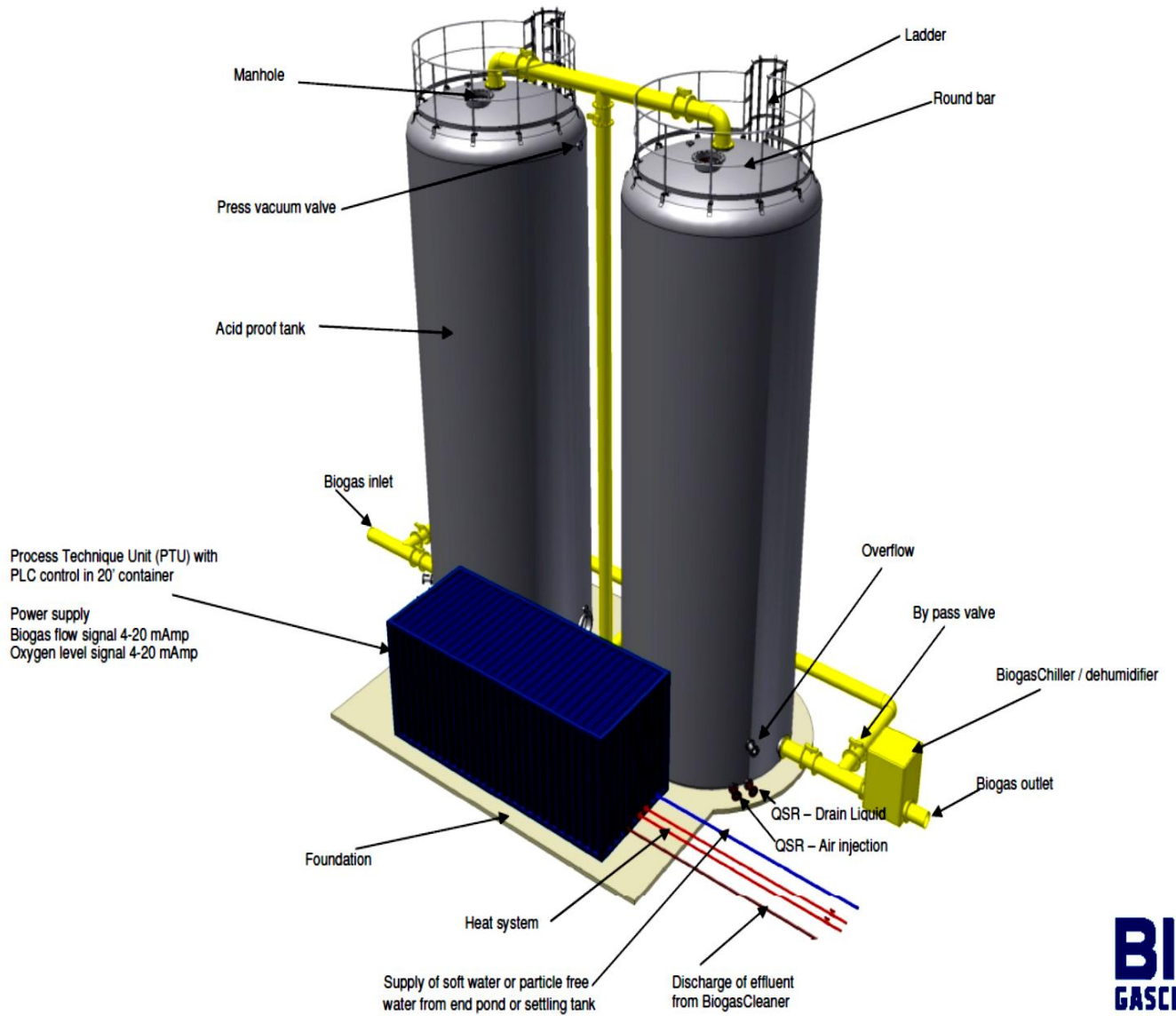
Dimensiones globales y pesos (Valor indicativo)

Longitud L	mm	12.200
Anchura B	mm	2.500
Altura H	mm	2.600
Peso del contenedor en seco	kg	26.300
Peso del contenedor en servicio	kg	27.800

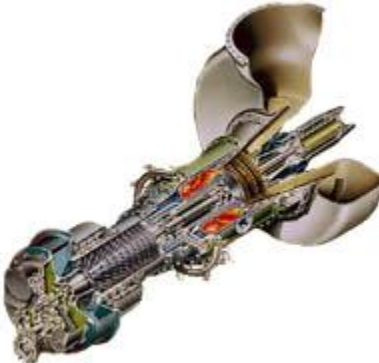
Conexiones (en el contenedor)

Entrada y salida del agua de refrigeración	DN/PN	80/10
Salida de gases de escape	DN/PN	250/10
Conexión de gas (en el contenedor)	mm	150/16
Conexión de aceite nuevo	G	28x2"

ANEXO 3. Sistema BioGascleaner



ANEXO 4. Turbina Solar Centauro 40



ANEXO 5. Especificaciones Técnicas de la turbina de gas CENTAUR 40

Solar Turbines

A Caterpillar Company

CENTAUR 40

Gas Turbine Compressor Set

Oil & Gas Applications



General Specifications

Centaur® 40 Gas Turbine

- Industrial, Two-Shaft
- Axial Compressor
 - 11-Stage
 - Variable Inlet Guide Vanes
 - Pressure Ratio: 10.3:1
 - Inlet Airflow: 18.7 kg/sec (41.3 lb/sec)
- Combustion Chamber
 - Annular-Type
 - Conventional or Lean-Premixed, Dry, Low Emission (SoLoNOx™)
 - 10 Fuel Injectors (Conventional)
 - 12 Fuel Injectors (SoLoNOx)
 - Torch Ignitor System
- Gas Producer Turbine
 - 2-Stage, Reaction
 - Max. Speed: 15,000 rpm
- Power Turbine
 - 1-Stage, Reaction
 - Max. Speed: 15,500 rpm
- Bearings
 - Journal: Tilting-Pad
 - Thrust: Fixed Tapered Land
- Coatings
 - Compressor: Inorganic Aluminum
 - Turbine and Nozzle Blades: Precious Metal Diffusion Aluminate
- Velocity Vibration Transducer

Key Package Features

- Driver Skid with Drip Pans
- Driven Equipment Skid
 - Compressor
 - Compressor Auxiliary Systems
- 316L Stainless Steel Piping SA" dia
- Compression-Type Tube Fittings
- Electrical System Options
 - NEC, Class I, Group D, Div 1
 - CENELEC, Zone 1
- TurboTronic™ Microprocessor Control System
 - Freestanding Control Console
 - Color Video Display
 - Vibration Monitoring
- Control Options
 - 24-VDC Control Battery/Charger System
 - Package Temperature Monitoring
 - Serial Link Supervisory Interface
 - Turbine Performance Map
 - Compressor Performance Map
 - Historical Displays
 - Printer/Logger
 - Predictive Emissions Monitoring
 - Process Controls
 - Compressor Anti-Surge Control
 - Field Programming
- Start Systems
 - Pneumatic
 - Direct-Drive AC
- Fuel Systems
 - Natural Gas
 - Alternate Fuels
- Integrated Lube Oil System
 - Turbine-Driven Accessories
- Oil System Options
 - Oil Cooler
 - Oil Heater
 - Tank Vent Separator
 - Flame Trap
- Axial Compressor Cleaning Systems
 - On-Crank
 - On-Crank/On-Line
 - Stationary Cleaning Tank
 - Portable Cleaning Tank
- Gearbox (if applicable)
 - Speed Increase
 - Speed Decreaser
- Air Inlet and Exhaust System Options
- Enclosure and Associated Options
- Factory Testing of Turbine and Package
- Documentation
 - Drawings
 - Quality Control Data Book
 - Inspection and Test Plan
 - Test Reports
 - Operation and Maintenance Manuals