

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA RECUPERACIÓN Y
UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS GENERADO EN LA PLANTA DE
TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES (PTAR), EN
CERVECERÍA POLAR, C.A. PLANTA LOS CORTIJOS.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Bra. Álvarez H., Yari
Para optar al Título
de Ingeniero Químico

Caracas, 2008

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA RECUPERACIÓN Y UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS GENERADO EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES (PTAR), EN CERVECERÍA POLAR, C.A. PLANTA LOS CORTIJOS.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Johnny Vásquez

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Augusto Isern

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Bra. Álvarez H., Yari
Para optar al Título
de Ingeniero Químico


Caracas, 2008

Caracas, Noviembre de 2008

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Yari Alvarez, titulado:

“Estudio de factibilidad para la recuperación y utilización del biogás generado en la planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR), en Cervecería Polar, C.A. Planta Los Cortijos”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Químico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



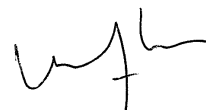
Prof. Lucy Monsalve
Jurado



Prof. María Alejandra Rodríguez
Jurado



Prof. Johnny Vásquez
Tutor Académico



Ing. Augusto Isern
Tutor Industrial

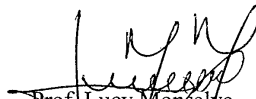


ACTA

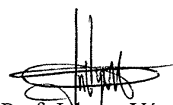
MENCIÓN HONORÍFICA

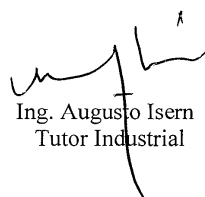
Los abajo firmantes, miembros del Jurado Examinador del Trabajo Especial de Grado: **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA RECUPERACIÓN Y UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS GENERADO EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES (PTAR), EN CERVECERÍA POLAR, C.A. PLANTA LOS CORTIJOS”**, presentado por la Bachillera Yari Alvarez H., queremos dejar constancia del excelente nivel del trabajo realizado, ya que el mismo en cuanto a su ejecución, presentación y utilidad de los resultados ameritó que se le asignara la calificación máxima de **VEINTE PUNTOS (20)**. Así mismo, hemos decidido por unanimidad, concederle **MENCIÓN HONORÍFICA** como un reconocimiento especial al magnífico trabajo realizado, por la aplicación del Método Ingenieril en la solución del problema planteado y su contribución para llevar a cabo actividades que permiten adquirir conocimientos acerca del estudio de tecnologías y procesos disponibles, para proponer esquemas factibles de aprovechamiento del biogás como fuente de energía y ser implementadas en la planta. Otro aporte significativo de este trabajo, es la contribución en la gestión ambiental, fomentando el uso de biocombustibles para el desarrollo de procesos más eficientes y limpios.

En Caracas, a los veinticinco días del mes de noviembre del año dos mil ocho.


Prof. Lucy Monsalve
Jurado


Prof. Maria A. Rodríguez
Jurado


Prof. Johnny Vásquez
Tutor Académico


Ing. Augusto Isern
Tutor Industrial

DEDICATORIA

A Judith Violeta

A mis Padres

AGRADECIMIENTOS

Llegó el día y las personas que me han acompañado durante este largo camino son reconocidas; sin ellos esto no hubiese sido posible.

No todos partieron a mi lado, pero poco a poco On The Way, me brindaron lo que sólo ellos supieron yo más necesitaba.

Y a todos aquellos que aunque no de buen Lid actuaron, siempre me hicieron fuerte.

A *Dios*, por no descolgar el teléfono y siempre escucharme. A la *UCV* o la *Uni*, porque bajo su techo y paredes aprendí no sólo de Ingeniería. A mis *Padres*, por su fé y devoción hacia mí, porque sin tener nada me dieron TODO.

Al *Prof. Johnny Vásquez*, por ser la luz que guió el final del camino. A *Augusto Isern*, por darme la oportunidad de conocer el otro lado de la Ingeniería Química. A *Armando Hernández*, por su ávido conocimiento e instinto ambientalista. A *Figueroa*, una persona con un corazón de Oro, porque nunca es tarde.

A *Marian* más que una amiga, mi hermana; niña, porque aunque no se este de acuerdo, se apoya; por conocerte. A *Arlene*, por creer, por escuchar; nena a tu inmensa paciencia. A *Lizz*, porque no se es tan diferente cuando encuentras a alguien, a quien consideras tu igual. A *Ginn*, la primera impresión siempre es la que cuenta; por tu solidaridad, por los *huesitos* compartidos. A *Nora, Migue, Andru y Albert*; the team; porque sin ellos el trabajo duro no hubiese sido fácil. A *Luismi*, el electroquímico; *Mivi*, sin palabras. A *Raúl*, mi Compañero de Tesis; el tiempo de Dios es perfecto; por cada sonrisa.

A las *Gente de Aguas, Carlos, Ani, Su, Tati, Dino, Luz y Augusto*, a ver si nos ponemos de acuerdo para una reunión todos algún día... Je! Por dar respuesta a mis porque's. A *Sala de Máquinas* y *PTAR*, por una enseñanza genuina. A *Envasado*, mi jungla de metal y vidrio, un norte. A *Polar*, una metrópolis llena de vida y futuro; por hacerme activo fijo.

Álvarez H., Yari

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA RECUPERACIÓN Y UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS GENERADO EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES (PTAR), EN CERVECERÍA POLAR, C.A. PLANTA LOS CORTIJOS.

Tutor Académico: Prof. Johnny Vásquez. Tutor Industrial: Ing. Augusto Isern. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. Año 2008, 145 p.

Palabras Claves: Biocombustibles, metano, recuperación de gas, aprovechamiento de residuos, tratamiento de aguas residuales.

RESUMEN. El biogás generado durante el tratamiento anaeróbico de los efluentes de la Cervecería Polar Los Cortijos C.A., es actualmente quemado al ambiente. La importancia de minimizar los residuos y emisiones industriales, así como su correcta disposición o reaprovechamiento condujo a estudiar en este Trabajo Especial de Grado diferentes tecnologías para la recuperación, manejo y posterior utilización del biogás como fuente de energía, con gran interés en la responsabilidad ambiental empresarial. En este sentido, se realizó una extensa revisión bibliográfica referente al tratamiento anaeróbico de aguas residuales para conocer el proceso en estudio. Se determinaron la cantidad y composición del biogás generado empleando los históricos de producción. Una serie de visitas a las diferentes áreas de la Planta Los Cortijos sirvieron para la identificación de los usuarios potenciales, así como de sus requerimientos específicos. Mediante un estudio de tecnologías y procesos disponibles en el mercado se definieron los esquemas de aprovechamiento más adecuados; estos fueron desarrollados técnica y económicamente, obteniéndose el indicador económico de Valor Presente Neto. Finalmente las alternativas fueron comparadas empleando una matriz de evaluación y selección.

Se identificaron tres usuarios principales Sala de Máquinas, PTAR y Comedor Planta Los Cortijos, cada uno de ellos con distintas aplicaciones para reutilizar el biogás. Fueron determinados tres esquemas generales de aprovechamiento de biogás, estos son *distribución de biogás directo del reactor*, *biogás endulzado para caldera y recuperación de CO₂*. El esquema de aprovechamiento con las mejores características para ser implementado en la Planta es el *biogás endulzado para caldera*, con la mayor ponderación de 53,64 puntos. Sin embargo, ninguna de las alternativas estudiadas obtuvo un VPN positivo, y siendo la rentabilidad económica el factor de mayor peso determinado en la matriz 23,18%, fueron descartadas la totalidad de las mismas para su aplicación. Considerando que el bajo costo de la energía en Venezuela pudiera competir con los resultados económicos obtenidos, se recomienda estudiar la factibilidad de combinar los esquemas de *biogás endulzado para calderas y recuperación de CO₂*, para la obtención de CO₂ a partir de los gases de combustión generados en las calderas de Planta Los Cortijos, con miras al autoabastecimiento de los Negocios de Empresas Polar.

ÍNDICE GENERAL

LISTA DE TABLAS	xi
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE ABREVIACIONES Y SÍMBOLOS	xiii
CAPÍTULO I FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1.- Introducción.....	2
1.2.- Objetivos.....	4
1.2.1.- Objetivo General	4
1.2.2.- Objetivos Específicos.....	4
1.3.- Antecedentes de la investigación.....	5
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	10
2.1.- Agua residual.....	10
2.2.- Tratamiento de agua residual.....	10
2.3.- Plantas de tratamiento de agua residual.....	11
2.4.- Procesos biológicos de tratamiento	13
2.5.- Descomposición anaeróbica de la materia orgánica.....	16
2.5.1.- Hidrólisis.....	17
2.5.2.- Acidogénesis	17
2.5.3.- Acetogénesis	18
2.5.4.- Metanogénesis.....	19
2.6.- Biogás	20
2.6.1- Definición.....	20
2.6.2- Usos del biogás mediante transformaciones de energía.....	21

2.7.- Estudio Económico.....	25
2.8.- Matrices de Evaluación y Selección.....	26
CAPÍTULO III CASO ESPECÍFICO – LOS CORTIJOS.....	29
3.1.- PTAR – Los Cortijos.....	30
3.2.- Reactor UASB.....	31
3.3.- Características del Biogás.....	33
3.3.1.- Metano.....	33
3.3.1.1.- Poder Calorífico.....	33
3.3.2.- Dióxido de Carbono.....	34
3.3.3.- Sulfuro de Hidrógeno.....	35
3.3.4.- Vapor de Agua.....	35
3.3.5.- Técnicas de tratamiento de biogás.....	36
CAPÍTULO IV MARCO METODOLÓGICO.....	39
4.1.- Estudio del proceso anaeróbico del tratamiento de aguas residuales, tipo de efluente, operación, formación de lodos y generación del biogás.....	40
4.2.- Determinación de la cantidad y composición del biogás, generado durante el tratamiento anaeróbico de las aguas residuales en la PTAR.....	40
4.3.- Determinación de los posibles usuarios de biogás, con sus requerimientos específicos.....	41
4.4.- Identificación de los diferentes esquemas para el aprovechamiento del biogás, en función de los requerimientos técnicos y de operación para cada uno de los posibles usuarios.....	41
4.5.- Desarrollo técnico y económico, de los esquemas de aprovechamiento del biogás, evaluando costos de inversión y operación, riesgos tecnológicos, limitaciones de implementación e impacto ambiental.....	42

4.6.- Comparación de las alternativas de aprovechamiento para cada uno de los usuarios de biogás, e identificación de las que sean factibles.....	42
CAPÍTULO V RESULTADOS Y ANÁLISIS	43
5.1.- Estudio del proceso anaeróbico del tratamiento de aguas residuales.	44
5.2.- Determinación de la cantidad y composición del biogás.	47
5.2.1.- Cantidad de Biogás.	48
5.2.2.- Calidad del Biogás.	49
5.3.- Determinación de los posibles usuarios de biogás, con sus requerimientos específicos.....	51
5.4.- Identificación de los diferentes esquemas para el aprovechamiento del biogás.	56
5.5.- Desarrollo técnico y económico de los esquemas de aprovechamiento del biogás.	59
5.5.1.- Desarrollo técnico de los esquemas de aprovechamiento del biogás.....	59
5.5.2.- Desarrollo económico de los esquemas de aprovechamiento del biogás.....	67
5.5.3.- Análisis de Sensibilidad – Escenario Económico.	68
5.6.- Comparación de las alternativas de aprovechamiento – Matriz de Selección y Evaluación.....	71
CONCLUSIONES	76
RECOMENDACIONES	77
GLOSARIO	78
BIBLIOGRAFÍA	81
ANEXO A DATA BIOGÁS.....	86

ANEXO B DATA REQUERIMIENTOS ESPECÍFICOS	105
ANEXO C DATA ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO	111

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 1. Criterio de conformidad. Método del VPN.	26
Tabla N° 2. Técnicas de tratamiento de biogás.	36
Tabla N° 3. Parámetros de control e inspección. Set Points. PTAR.	46
Tabla N° 4. Valores normales de operación de la PTAR.	47
Tabla N° 5. Generación promedio de Biogás. Año 2007.	48
Tabla N° 6. Composición del biogás.	50
Tabla N° 7. Descripción de requerimientos de operación.	53
Tabla N° 8. Cantidad de Biogás necesaria para cada una de las aplicaciones.	56
Tabla N° 9. Esquema de aprovechamiento propuesto a cada usuario por aplicación.	59
Tabla N° 10. Resumen técnico por aplicación que emplearía el Esquema # 1.	60
Tabla N° 11. Resumen técnico por aplicación que emplearía el Esquema # 2.	62
Tabla N° 12. Resumen técnico por aplicación que emplearía el Esquema # 3.	64
Tabla N° 13. Resumen económico de las alternativas propuestas.	67
Tabla N° 14. Flujo de biogás mínimo requerido para obtener rentabilidad en dos escenarios económicos diferentes.	69
Tabla N° 15. Inflación máxima tolerada al flujo de biogás requerido para obtener rentabilidad económica.	70
Tabla N° 16. Precio mínimo requerido de los insumos para obtener rentabilidad económica en la implementación de las alternativas.	70
Tabla N° 17. Resumen económico de las alternativas Caldera y Turbina de Vapor, evaluando el precio Internacional de Gas Natural.	71
Tabla N° 18. Escala de ponderación de los criterios de selección.	74
Tabla N° 19. Matriz de Evaluación y Selección de las alternativas propuestas.	74
Tabla N° 20. Jerarquización de alternativas propuestas para la utilización de biogás.	74

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 1. Esquema general de una planta de tratamiento clásica de aguas residuales.....	11
Figura N° 2. Etapas involucradas en la degradación anaeróbica de materia orgánica.....	16
Figura N° 3. Alternativas de utilización de biogás	21
Figura N° 4. Diagrama de proceso de PTAR.....	30
Figura N° 5. Esquema de BIOPAQ ® UASB.....	32
Figura N° 6. Esquema general PTAR	45
Figura N° 7. Diagrama de Flujo de Proceso General. Distribución del Biogás directo del reactor.....	61
Figura N° 8. Diagrama de Flujo de Proceso General. Biogás endulzado para Caldera.	63
Figura N° 9. Diagrama de Flujo de Proceso General. Recuperación de CO ₂	66
Figura N° 10. Matriz de priorización de los criterios de selección.....	73

LISTA DE ABREVIACIONES Y SÍMBOLOS

PTAR	Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales
HRT	Tiempo de Retención Hidráulico (Hydraulic Retention Time)
VPN	Valor Presente Neto
TREMA	Tasa de Retorno Mínima Atractiva
CAF	Flotación con aire por cavitación (Cavitation Air Flotation)
UASB	Reactor anaeróbico de lodo ascendente (Upflow Anaerobic Sludge Bed)
SAP	Sistemas, Aplicaciones y Productos en Procesamiento de Datos
DFP	Diagrama de Flujo de Proceso
DTI	Diagrama de Tuberías e Instrumentación
kg.	Kilogramo
gr.	Gramo
m.	Metro
m ³	Metro Cúbico
ft ³	Pie Cúbico
ml.	Mililitro
lt.	Litro
BTU	Unidad Térmica Británica
Cal	Caloría
kcal	Kilo Caloría
kWh	Kilo Watts por Hora
% v/v	Porcentaje volumen volumen
HHL	Nivel Alto Alto (High High Level)
HL	Nivel Alto (High Level)
LL	Nivel Bajo (Low Level)
LLL	Nivel Bajo Bajo (Low Level)
PTAB	Planta de Tratamiento de Aguas Blancas
CEP	Centro Empresarial Polar
DQO	Demanda Química de Oxígeno
AGV	Ácidos Grasos Volátiles
HL	Hectolitros de cerveza

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1.- Introducción

La necesidad de minimizar los residuos y emisiones industriales, así como su disposición adecuada y segura, son aspectos de suma importancia mundial, lo que ha conducido a la búsqueda de alternativas tecnológicas y cambios en las políticas de manejo, que permitan generar residuos no peligrosos y estables para su correcta disposición o reaprovechamiento. El tratamiento de las aguas residuales industriales, espera garantizar la recuperación y preservación del equilibrio ecológico, cumpliendo con las normas de vertido de efluentes, establecida mediante la aplicación de tecnologías que buscan eliminar el contenido nocivo de las aguas.

Los procesos biológicos, empleados en el tratamiento de aguas residuales, se derivan de los que ocurren en la naturaleza, en los que la dependencia del oxígeno por parte de los microorganismos responsables los diferencian; siendo los ciclos aeróbicos y anaeróbicos ejemplo de estos, las bacterias naturales que habitan el suelo y agua son las encargadas de reciclar los nutrientes orgánicos del medio ambiente. Controlando las condiciones ambientales de los microorganismos, puede acelerarse la descomposición de los residuos potenciando así al ciclo de degradación que la naturaleza realiza por sí misma.

La llamada digestión anaeróbica es uno de los procesos empleados como complemento al tratamiento aeróbico clásico y constituye una valiosa alternativa para el tratamiento de las aguas residuales de las cervecerías, pues permite disminuir la carga contaminante con un reducido gasto energético, obtener cantidades menores de lodo, en comparación a las obtenidas del tratamiento aeróbico y además, generar un subproducto denominado biogás el cual es una mezcla de gases, principalmente metano, resultante de la descomposición de la materia orgánica en ausencia de oxígeno molecular.

Actualmente, el biogás generado durante el tratamiento de los efluentes de la Planta Los Cortijos de Cervecería Polar C.A., es quemado al ambiente y es por ello que se planteó en este Trabajo Especial de Grado, estudiar diferentes tecnologías para la recuperación, manejo y posterior utilización del biogás como fuente de energía, con gran interés en la gestión ambiental y en las perspectivas de aprovechamiento energético. El biogás cuenta con aplicaciones energéticas que pueden ser eléctricas, térmicas, o bien, la producción conjunta de estas dos llamada cogeneración.

Una extensa revisión bibliográfica referente al tratamiento anaeróbico de aguas residuales, la determinación de la cantidad y composición del biogás generado empleando los históricos de producción y la realización de visitas a las diferentes áreas de la Planta Los Cortijos, se emplearon para la identificación de posibles usuarios que puedan participar en la implementación de un esquema de aprovechamiento de biogás, de acuerdo a sus requerimientos específicos. El estudio de tecnologías y procesos disponibles en el mercado ayudaron a definir los esquemas de aprovechamiento más adecuados; los cuales fueron desarrollados técnica y económicamente, obteniéndose el indicador económico de Valor Presente Neto; y finalmente la comparación de las alternativas empleando una matriz de evaluación y selección.

Aproximadamente cuatro quintas partes del total de la energía usada en todo el mundo deriva de los combustibles fósiles, siendo estos agentes contribuyentes a los problemas ambientales globales. El uso de biocombustibles conjuntamente con los avances tecnológicos permitirá el desarrollo de procesos más eficientes y limpios para la generación de energía.

1.2.- Objetivos

1.2.1.- Objetivo General

Proponer alternativas factibles para la utilización del biogás, que se genera en la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) de la Planta Los Cortijos de Cervecería Polar, C.A.

1.2.2.- Objetivos Específicos

1. Estudiar el proceso anaeróbico del tratamiento de aguas residuales, incluyendo el tipo de efluente, operación, formación de lodos y generación del biogás.
2. Determinar la cantidad y composición del biogás generado durante el tratamiento anaeróbico de las aguas residuales en la PTAR.
3. Determinar los posibles usuarios de biogás, con sus requerimientos específicos.
4. Identificar los diferentes esquemas para el aprovechamiento del biogás en función de los requerimientos técnicos y de operación para cada uno de los posibles usuarios.
5. Desarrollar técnica y económicamente los esquemas de aprovechamiento del biogás, evaluando costos de inversión y operación, riesgos tecnológicos, limitaciones de implementación e impacto ambiental.
6. Comparar las alternativas de aprovechamiento para cada uno de los usuarios de biogás e identificar las que sean factibles.

1.3.- Antecedentes de la investigación

La recuperación de los gases provenientes de la descomposición anaeróbica de la materia orgánica para la obtención integrada de calor y energía, se ha convertido en una práctica estándar en muchos países; aún en continuo desarrollo, existen muchos trabajos y publicaciones, que otorgan una base de información importante para la correcta visualización de los posibles resultados a obtener en este trabajo especial de grado. A continuación se presentan algunos de ellos.

- *Zapata C., A. (1998). “Utilización del biogás para generación de electricidad”.* En este trabajo se presentan los resultados de la utilización del biogás para generación de electricidad empleando dos motores diesel, uno Blackstone de 3 pistones y 100 kW de potencia, y el otro Perkins de 6 pistones y 74 kW; adaptados para funcionar alimentados con biogás y combustible Diesel, acoplado cada uno a su respectivo generador. Se estudió el grado de reemplazo con biogás en el consumo de Diesel, obteniéndose como resultado una sustitución del 67% en el motor Perkins, operando a un 70% de su potencia nominal; y del 47% en el motor Blackstone operando a un 45% de su potencia nominal. Asimismo, se realizó la evaluación económica del empleo del biogás en el motor Perkins, obteniendo una disminución del 40% en el costo por kWh, comparado con el costo por el suministro eléctrico para el momento del estudio, demostrándose la factibilidad económica de integrar la producción de alimentos y energía de una manera sostenible. ⁽¹⁾
- *Barelli D., Csambalik L., Mestas C. y Santos, D. (2005) “Economical and environmental analysis of a biogas plant within the context of a real farm”.* En este trabajo se presenta el análisis económico realizado en una granja con la posibilidad de construir una planta para producir energía con biogás a partir de su

generación en las explotaciones agrícolas, esto, como alternativa y solución a los excesos de abono, a los problemas ambientales y al costo energético. Fueron comparadas cuatro situaciones financieras mediante un análisis de sensibilidad, empleando los indicadores económicos del Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa de Interna de Retorno (TIR); en los que se consideraron también los aspectos ambientales en cuanto a la emisión de Gases Efecto Invernadero, antes y después de la instalación de la planta biogás. La evaluación final del proyecto demostró su factibilidad para producir y transformar el biogás de manera provechosa en la granja, solucionando el problema inicial relacionado con la disposición final de abono, donde la situación financiera más rentable y con un tasa de amortización razonable fue aquella donde se solicitaría un crédito que cubra el total de la inversión inicial a ser pagado en 15 años, comenzando a partir del tercer año, luego del inicio de operaciones de la planta. ⁽²⁾

- *Coto J.E., Maldonado J.J., Botero R. y Murillo J.V. (2007). “Implementación de un sistema para generar electricidad a partir de biogás en la finca pecuaria integrada de EARTH”.* Este estudio fue realizado con el objetivo de diseñar e instalar un sistema integrado para aprovechar el biogás en la generación de energía eléctrica; como parte del diseño se buscaron filtros que disminuyeran la concentración de los gases indeseables, tales como, el sulfuro de hidrogeno (H_2S), el dióxido de carbono (CO_2) y el monóxido de carbono (CO), los cuales reducen la calidad del biogás. Realizaron una prueba a escala piloto de filtrado del combustible, por medio del burbujeo individual en suspensiones líquidas de oxido de calcio (CaO), hidróxido de calcio ($Ca(OH)_2$) y sulfato de calcio ($CaSO_4$), además de un filtro seco de limadura de hierro utilizado exclusivamente para disminuir la concentración de H_2S . La medición de la disminución de las concentraciones de CO_2 y CO se obtuvieron asumiendo que un aumento en la concentración del metano (CH_4) correspondía directamente a la disminución de la concentración de estos gases por medio de un medidor manual infrarrojo de CH_4 . La medición de la concentración de H_2S la realizaron por medio de un medidor

manual infrarrojo de H₂S. Finalmente, obtuvieron que el compuesto que mejores resultados presentó en las evaluaciones realizadas en la captura de CO₂ y CO presentes en el biogás, fue la suspensión de CaO, obteniéndose un aumento promedio del 12 %, en la concentración de CH₄ en el gas. Asimismo, de acuerdo a las evaluaciones, el filtro de limadura de hierro utilizado no es un buen eliminador o reductor del H₂S contenido en el biogás; la suspensión de los 1,373 g CaO, logró mantener las concentraciones del ácido sulfhídrico en el biogás, por debajo de 10 ppm durante un periodo de 319 minutos. ⁽³⁾

- *Romeo L., Bolea I. y Escosa J. (2007). "Integration of power plant and amine scrubbing to reduce CO₂ capture costs".* Este trabajo propone diferentes alternativas para disminuir los costos de captura de CO₂ debido a los requerimientos energéticos de regeneración de un sistema de lavado con amina, integrado a una central eléctrica a fin de mitigar las emisiones de CO₂ al ambiente. Presentando un análisis técnico y económico de los diferentes esquemas para la optimización energética, simularon tres alternativas que se integraban al esquema original de la central eléctrica, garantizando el suministro de energía al proceso de recuperación de CO₂, y además que el impacto sobre la producción de energía, eficiencia y costo de captura fuese mínimo. El primero de ellos, utiliza una caldera auxiliar que opera con gas natural, produciendo vapor para el proceso de absorción, evitando el efecto negativo en la eficiencia y potencia en la central eléctrica. La segunda, es integrar el sistema de captura en la planta original, optimizando la eficiencia global aunque reduciendo su potencia. Por último, complementar la energía necesaria utilizando una turbina de gas operada con una alimentación parcial proveniente de la central eléctrica. En el análisis económico, el objetivo fue mantener el costo por tonelada de CO₂ recuperado por debajo de los 25€; los resultados mostraron que la alternativa más económica fue la modificación de la central eléctrica, para la integración interna del sistema de recuperación de CO₂, y aunque tiene la máxima reducción de potencia de salida y una pérdida de eficiencia de 6,8%, no se generan emisiones

extras de CO₂, siendo esta la opción recomendada culminado el estudio. Asimismo, la instalación de una turbina de gas para el suministro energético necesario con extracción del vapor requerido del ciclo de la planta de generación, es la mejor opción con respecto a la pérdida de eficiencia en el desempeño de la central eléctrica, sin embargo económicamente su operación a pesar de reducir el CO₂ emitido aumenta el costo por captura hasta 6 €/tonelada de CO₂, en relación con la configuración de modificaciones internas al ciclo de vapor original de la planta. ⁽⁴⁾

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

A continuación, en este capítulo se presenta un resumen de los aspectos teóricos que sustentan el presente Trabajo Especial de Grado.

2.1.- Agua residual

El agua residual es aquella proveniente de cualquier proceso industrial, actividad doméstica, agropecuaria, o comercial que perdió sus características originales. ⁽⁵⁾

2.2.- Tratamiento de agua residual

La mayoría de las actividades industriales producen descargas de desechos líquidos que tienen demandas químicas y bioquímicas de oxígeno muy altas, lo que trae como consecuencia, la contaminación de las aguas con sustancias químicas y microbiológicas, además del deterioro de sus características físicas. Para hacer frente a esto, es necesario someter al agua a una serie de operaciones o procesos unitarios con el fin de hacerlas aptas para otros usos o bien para evitar daños al ambiente.

A través de operaciones unitarias las sustancias contenidas en el agua que deterioran su calidad, son removidas o transformadas en sustancias inocuas. En general, las aguas residuales tienen dos componentes, un efluente líquido y un constituyente sólido conocido como lodo.

El propósito del tratamiento de aguas residuales nunca ha sido producir un producto estéril, sin especies químicas y microbianas, sino reducir el nivel de éstas a niveles más seguros de exposición. Para escoger la tecnología apropiada de

tratamiento, deben considerarse cierto número de factores, incluyendo la cantidad y composición de la corriente de residuos, los estándares del efluente, opciones de uso y desecho, de pretratamiento industrial y factibilidad de funcionamiento.

2.3.- Plantas de tratamiento de agua residual

Las plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR), son instalaciones diseñadas para llevar a cabo de forma combinada las operaciones físicas, los procesos químicos y los procesos biológicos unitarios, con el objetivo de remover los contaminantes presentes en las mismas. A continuación, en la Figura N°1, se presenta un esquema frecuente para el tratamiento para este tipo de aguas industriales.

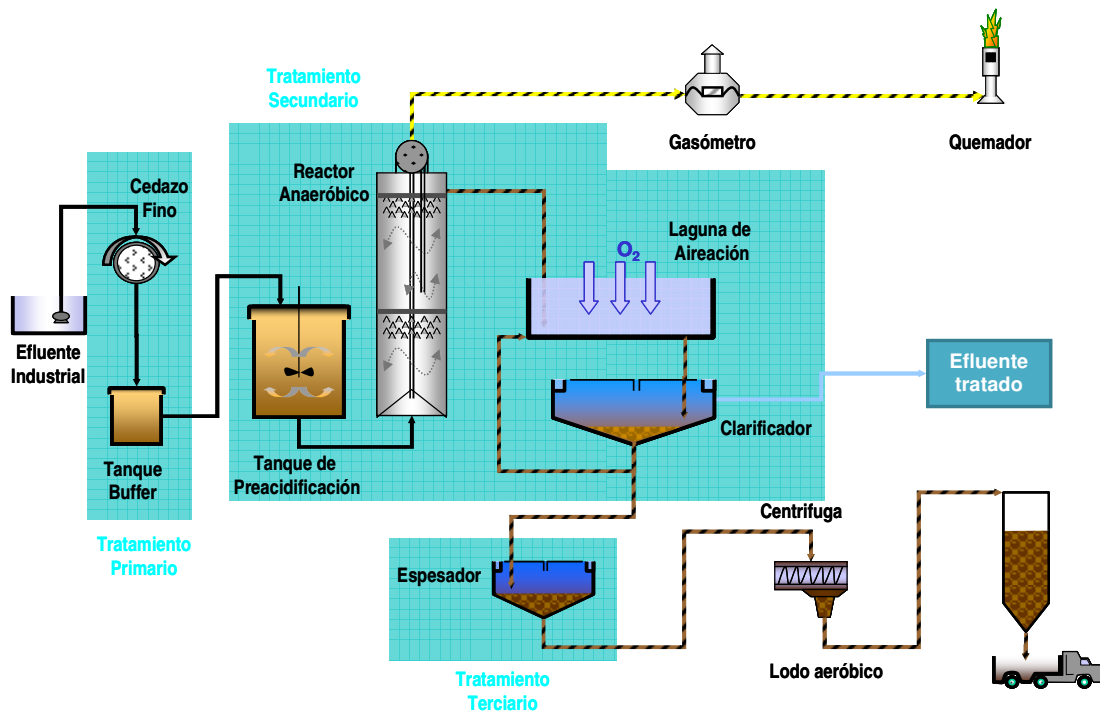


Figura N° 1. Esquema general de una planta de tratamiento clásica de aguas residuales. ⁽⁶⁾

El proceso usual de operación de una PTAR se puede dividir en tres etapas: tratamiento primario o físico, tratamiento secundario o biológico y tratamiento terciario.

El tratamiento primario busca acondicionar el agua residual para facilitar las operaciones siguientes así como preservar la instalación de erosiones y taponamientos; es un proceso mecánico que consiste en la remoción de sólidos insolubles como arena y materiales como grasas y espuma. La materia suspendida, puede ser reducida por medio de precipitación o sedimentación, con o sin la adición de reactivos. Incluye equipos tales como rejas, tamices, desarenadores y desengrasadores. En este primer paso se separan tanto los sólidos decantables como aquellos que flotan.

El tratamiento secundario o tratamiento biológico se emplea de forma masiva para eliminar la contaminación orgánica disuelta. Básicamente, utiliza la materia orgánica biodegradable de las aguas residuales, como nutrientes de una población bacteriana, a la cual se le proporcionan condiciones controladas para evitar la presencia de compuestos tóxicos que la destruyan; esta contaminación es muy costosa de eliminar por tratamientos físico-químicos. La operación consiste en la oxidación aeróbica de la materia orgánica, en sus diversas variantes; su eliminación anaeróbica en digestores cerrados o una combinación de ambas.

El tratamiento terciario, puede ser de carácter físico-químico o biológico, conceptualmente no aplica técnicas diferentes a los tratamientos primarios o secundarios, sino que utiliza técnicas de ambos tipos destinadas a afinar la calidad del efluente final, mejorando una o varias de sus características. Comúnmente, las transformaciones se producen mediante reacciones químicas, donde la aplicación práctica de estos procesos incluye temas sobre dosificación de reactivos, consiguiéndose la eliminación de un constituyente por medio de la adición de otra sustancia. El objetivo del tratamiento terciario, es eliminar del agua la carga remanente, desinfectarla para sacar microorganismos patógenos, color y olor indeseables, remover detergentes, fosfatos y nitratos residuales, que ocasionan espuma y eutrofización respectivamente. ^(7, 8)

2.4.- Procesos biológicos de tratamiento

Los principales procesos biológicos aplicados al tratamiento de aguas residuales, se derivan de procesos que suceden en la naturaleza; se pueden dividir según el estado en el que se encuentren las bacterias responsables de la degradación; los ciclos aeróbico y anaeróbico son ejemplos típicos. Controlando las condiciones ambientales de los microorganismos, puede acelerarse la descomposición de los residuos. Independientemente del tipo de residuo, un proceso de tratamiento biológico consiste en controlar el ambiente necesario para el óptimo crecimiento de los microorganismos involucrados. ⁽⁸⁾

Algunos ejemplos de procesos aeróbicos de tratamiento de aguas residuales son los siguientes:

- ***Lodos activados (digestión aeróbica).*** El agua residual aireada, se mezcla con bacterias aeróbicas desarrolladas con anterioridad. Esta mezcla, previamente decantada, se agita por medio de bombas, para que la materia se mantenga en suspensión y en constante contacto con oxígeno en el interior de piscinas de concreto armado. La materia orgánica degradada del agua residual flocula, por lo que luego se puede decantar.
- ***Lagunas aireadas.*** Son embalses de agua residual, que ocupan una gran superficie de terreno. El agua residual así dispuesta, se oxigena mediante aireadores superficiales o difusores sumergidos, para generar oxidación bacteriana. Estos dispositivos crean una turbulencia que mantiene la materia en suspensión. La calidad del efluente de este proceso es inferior a la de lodos activados, cuya diferencia fundamental es que en las lagunas aireadas no hay recirculación de lodos.

- **Biofiltro dinámico aeróbico.** Esta técnica consiste en que la materia orgánica del agua residual, es degradada por una población de microorganismos y lombrices. El biofiltro dinámico aeróbico, es una piscina rellena con diferentes capas que actúa como un filtro percolador, compuesto por una capa de humus y lombrices, una capa de aserrín y viruta para una segunda filtración; una capa de gravilla y una capa de bolones, en orden descendente. Estas dos últimas capas, proveen soporte y aireación al sistema, asegurando su permeabilidad.

Por otra parte, los tratamientos anaeróbicos de aguas residuales consisten en una serie de procesos microbiológicos que descomponen la materia orgánica en ausencia de oxígeno molecular. Pueden intervenir diferentes tipos de microorganismos, principalmente desarrollado por bacterias; presenta algunas ventajas frente al tratamiento aerobio, generalmente requiere de instalaciones menos costosas. Como no hay necesidad de suministrar oxígeno al proceso, es más económico y el requerimiento energético es menor; se produce una menor cantidad de lodos en comparación con un sistema de lodos activos.

Su principal aplicación, ha sido la estabilización de lodos producidos en el tratamiento de aguas residuales y de determinados residuos industriales, así como también residuos orgánicos diluidos. Típicamente, una instalación de tratamiento anaeróbico emplea un reactor de mezcla completa llamado digestor completamente cerrado, donde el agua residual se introduce por el fondo de forma continua y reside en su interior en contacto con el lodo, gránulos compuestos de microorganismos anaeróbicos, el tiempo necesario hasta su estabilización la cual se alcanza cuando se produce metano y dióxido de carbono; el agua residual tratada abandona el reactor por rebose. ⁽⁷⁾

Como todo proceso biológico la digestión anaeróbica debe ser controlada, pues existen diversos factores que influyen considerablemente en el éxito o no de la misma; un desbalance en alguno de estos factores puede provocar la ruptura del

equilibrio entre las comunidades microbianas, y por consiguiente el no funcionamiento del sistema y en consecuencia la no producción de biogás. A continuación se mencionan los factores de mayor importancia que influyen en este proceso.

- *Temperatura*; las bacterias se pueden clasificar en términos de su comportamiento según la temperatura del medio para su óptimo desarrollo y reproducción, el lodo anaeróbico utilizado en la cervecería está compuesto por bacterias mesofílicas, cuyas temperaturas de operación se encuentran comprendidas entre los 20-42°C, siendo el rango óptimo entre 30 - 41°C.
- *Tiempo de retención hidráulico*; para el efluente de cervecerías es necesario un tiempo de retención hidráulica adecuado para lograr un 20 a 30 % de acidificación de la DQO biodegradable.
- *pH (alcalinidad)*; el rango de tolerancia de pH requerido por las bacterias es bastante restringido entre 6,0-7,5; fuera de este margen de pH la tasa de crecimiento y de actividad disminuye rápidamente, situación que puede llegar a ser fatal para el lodo.
- *Composición del agua residual*; es necesaria la presencia de ciertos nutrientes tales como nitrógeno, fósforo y sulfuro para asegurar un crecimiento adecuado de la comunidad de bacterias anaeróbicas. La escasez de nutrientes puede afectar la eficiencia del proceso, la cantidad y la calidad del lodo. Un exceso de nutrientes no causa problemas en el lodo.
- *Competencia con bacterias sulfatoreductoras*; estas consumen principalmente H₂ y DQO, compitiendo con las bacterias metanogénicas por los nutrientes, por esta razón se desea que la concentración de sulfato en el afluente sea mínima ya que en la medida en que existan sulfatos proporcionalmente existirá una concentración de H₂S en el biogás.
- *Tóxicos*; el agua residual a tratar anaerobicamente puede contener ciertos compuestos que en determinadas concentraciones pueden causar daños de diversas magnitudes en las células de la bacteria. Una intoxicación detiene la síntesis de materia orgánica de manera definitiva e irreversible. Es esencial el

conocimiento de posibles tóxicos para el proceso; por ejemplo oxígeno, solventes clorinados, benceno, formaldehído, ácidos volátiles, entre otros.

2.5.- Descomposición anaeróbica de la materia orgánica

El proceso de tratamiento anaeróbico, se basa en la degradación microbiológica de residuos orgánicos en un ambiente con ausencia de oxígeno molecular. Fundamentalmente, éste puede dividirse en cuatro etapas, como se observa en la Figura N° 2, en las cuales intervienen tres grupos fisiológicos de microorganismos distintos. La conversión biológica de materia orgánica hasta productos finales inofensivos, resulta de un gran número de reacciones interdependientes y simultáneas. ⁽⁹⁾

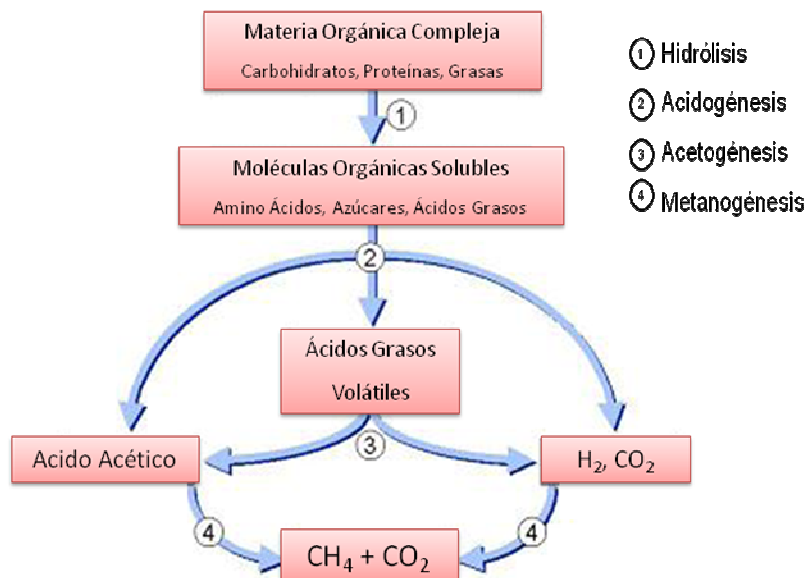


Figura N° 2. Etapas involucradas en la degradación anaeróbica de materia orgánica. ⁽²⁾

En condiciones de equilibrio, todas estas reacciones deben ocurrir a la misma velocidad, puesto que no hay acumulación de productos intermedios. Las bacterias fermentadoras, realizan las dos primeras etapas de degradación de la materia orgánica, hidrólisis y acidogénesis. Un segundo grupo de bacterias, acetogénicas, sintetizan los productos de la acidogénesis, dando lugar principalmente al acetato entre otros

compuestos, como dióxido de carbono e hidrógeno. Las bacterias metanogénicas convierten el acetato y el hidrógeno en metano consumiendo para ello dióxido de carbono; éstas también transforman otros compuestos como metanol, formiato, monóxido de carbono y metil-aminas, que son de menor importancia en la mayoría de los procesos de digestión anaeróbica.

Únicamente las bacterias acetogénicas y metanogénicas, son estrictamente anaeróbicas, las hidrolíticas y acidogénicas se componen de bacterias facultativas y anaeróbicas. Las bacterias facultativas, son aquellas que pueden vivir tanto en la presencia de oxígeno como en su ausencia.

2.5.1.- Hidrólisis

En esta primera fase de hidrólisis, un grupo de bacterias lleva a cabo el ataque enzimático a los compuestos complejos de alto peso molecular, solubles, convirtiéndolos en otros capaces de atravesar la pared celular y la membrana de las bacterias acidogénicas.

La hidrólisis de compuestos orgánicos, es un proceso bastante lento; su velocidad depende del pH, del tiempo de retención del agua residual y de la disponibilidad de los nutrientes a ser hidrolizados por las enzimas excretadas por los organismos digestores. El ataque enzimático inicial, depende de la actividad de un selecto grupo de microorganismos. La hidrólisis de las partículas presentes en el sustrato es más lenta cuanto mayor sea su tamaño.

Una hidrólisis adecuada, se alcanza operando la planta de tratamiento con un tiempo de residencia adecuado; de 4 a 6 horas, y un pH dentro del rango óptimo; entre 6,0 y 7,5, siendo 6,5 el pH óptimo.

2.5.2.- Acidogénesis

Esta segunda fase del proceso llamada acidogénesis, es llevada a cabo con mayor velocidad que la primera, mediante la acción conjunta de diferentes

microorganismos. Implica la conversión bacteriana de los compuestos producidos en la primera etapa en compuestos intermedios de menor peso molecular que pueden entrar en las células donde ocurre un proceso de oxidación- reducción, para dar lugar principalmente a ácidos grasos volátiles (AGV), dióxido de carbono e hidrógeno.

Los microorganismos activos presentes, la naturaleza química del sustrato y las condiciones del proceso, son los parámetros que determinan los tipos y cantidad de productos finales de la acidogénesis. Los aminoácidos, son convertidos en ácido acético, amoníaco, y dióxido de carbono, entre otros compuestos; la degradación de las proteínas es más compleja e involucra muchos tipos de microorganismos; en general, las proteínas son hidrolizadas hasta péptidos y aminoácidos, que luego son fermentados para formar AGV, dióxido de carbono, hidrógeno, amoníaco y sulfuro durante ésta etapa.

La acidogénesis, ocurre en un rango de pH de 4,5 a 8,0; por lo que el agua residual requiere un cierto grado de preacidificación; entre un 20 - 30%, antes de entrar en el reactor.

2.5.3.- Acetogénesis

La fase de acetogénesis es rápida; es la producción intermedia de ácido, donde los productos finales de la acidificación son convertidos por la bacteria acetogénica en acetato y dióxido de carbono. Esta bacteria sólo puede llevar a cabo las reacciones de la acetogénesis en condiciones en las que se mantenga la concentración de acetato, y aún más importante, la presión parcial de hidrógeno en el líquido lo suficientemente baja; esto es posible gracias a la presencia de las bacterias metanogénicas o las sulfatoreductoras, por lo que la presencia de bacterias consumidoras de hidrógeno en el medio es esencial. La bacteria acetogénica actúa en un amplio rango de pH, de 4 a 8.

Es importante aclarar, que durante las fases de hidrólisis, acidogénesis y acetogénesis no se produce una reducción de la demanda química de oxígeno (DQO). Sólo se lleva a cabo la transformación de una forma a otra de DQO. La eliminación neta del material orgánico del agua residual, se produce en la etapa metanogénica en

la que un 80-85% de la DQO se convierte en metano, gas altamente insoluble en el agua.

2.5.4.- Metanogénesis

Es durante la última etapa, de la degradación de la materia orgánica, donde simultánea e interdependientemente, son convertidos en metano y dióxido de carbono el acetato, hidrógeno más dióxido de carbono, formiato y metanol.

Las bacterias metanogénicas son estrictamente anaeróbicas y pueden ser clasificadas en dos grupos principales:

- Las *acetotróficas* o *acetoclásticas*; las cuales convierten el acetato en metano y dióxido de carbono.
- Las *hidrogenotróficas*; las cuales convierten hidrógeno y dióxido de carbono en metano y agua.

Sólo un pequeño grupo tiene la capacidad de convertir ambos tipos de sustrato; las bacterias acidogénicas y acetogénicas garantizan una relación prácticamente constante de sustratos metanogénicos.

El metano es producido a través de la fermentación, mientras que el dióxido de carbono es el resultado de la respiración anaeróbica. En un proceso de digestión anaeróbica estable de materia orgánica disuelta, la conversión del acetato en metano es el paso limitante de la velocidad global del proceso, ya que las bacterias metanogénicas tienen tasas de crecimiento muy lentas, por lo que se considera que su metabolismo es un factor limitante de tratamiento anaeróbico de aguas residuales.

La metanogénica trabaja dentro de un rango restringido de pH, entre 6,8 y 7,4; el cual influye sobre la composición de los productos y se busca la producción prioritaria de ácido acético puesto que un 70% del metano producido proviene de la conversión del acetato, y el resto de la ruta del hidrógeno y dióxido de carbono. ^{(10, 6,}

11)

2.6.- Biogás

2.6.1- Definición.

El biogás es la mezcla de gases generada de forma espontánea, a partir del proceso metabólico de descomposición de la materia orgánica, en ausencia de oxígeno molecular; la generación natural del mismo es una parte importante del ciclo biogeoquímico del carbono. El biogás se encuentra compuesto principalmente de metano y dióxido de carbono, con pequeñas cantidades de sulfuro de hidrogeno y amoníaco; trazas de hidrógeno, nitrógeno, monóxido de carbono, carbohidratos saturados o halogenados y oxígeno están presentes ocasionalmente. Generalmente, la mezcla de gases está saturada con vapor de agua y puede contener materia particulada y siloxanos.

El metano, principal componente del biogás, es el gas que le confiere las características combustibles al mismo; por lo tanto, su valor energético estará determinado por la concentración en el mismo. Durante el proceso de descomposición de la materia orgánica, dentro del digestor anaeróbico, el biogás es separado del efluente líquido mediante un elemento denominado separador trifásico en el cual el gas es recuperado, para su posterior recolección. El biogás, puede ser utilizado en cualquier tipo de aplicación comercial, diseñada para su uso con gas natural. A continuación, en la Figura N° 3, se presenta un esquema con los diferentes procesos de conversión de biogás.

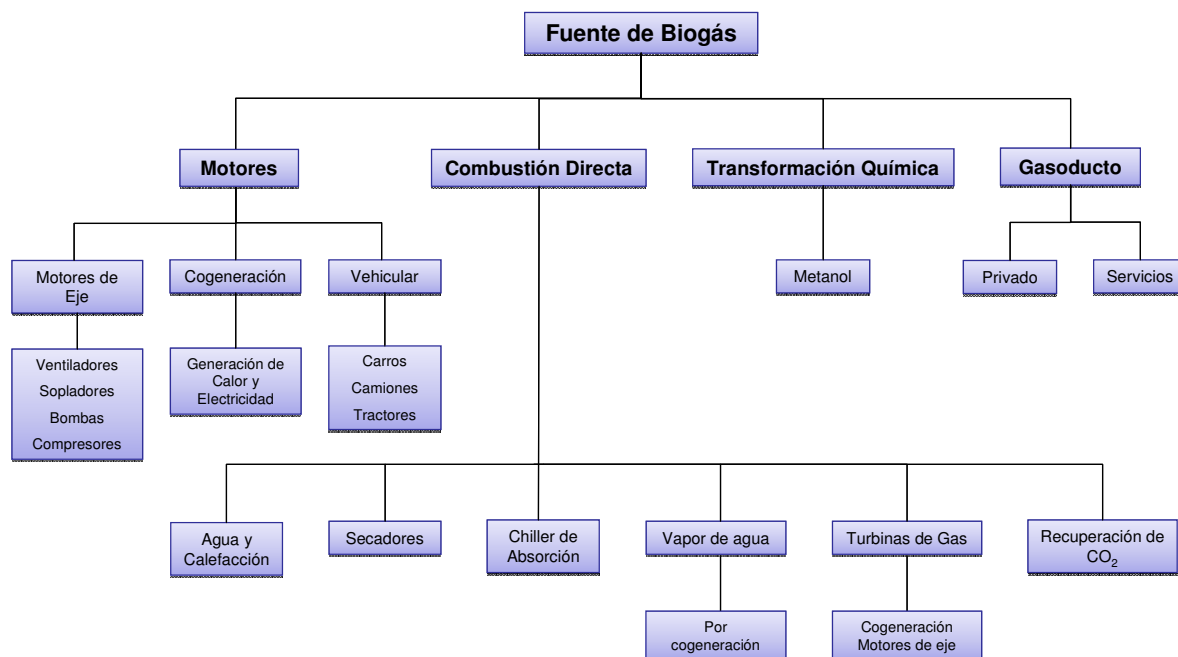


Figura N° 3. Alternativas de utilización de biogás. ⁽⁹⁾

El gas que proviene directamente del digestor, debe ser acondicionado a fin de asegurar un permanente y buen funcionamiento de los equipos que se alimentan de él. A pesar de que alguno de estos acondicionamientos no son necesarios en todos los casos, otros como la purga del agua condensada deberá realizarse siempre. ^(1, 8, 12, 13, 14)

2.6.2- Usos del biogás mediante transformaciones de energía.

No todas las formas de energía son equivalentes, es decir, existen formas de energía que permiten realizar más transformaciones que otras. Generalmente, cuando la energía es utilizada en algún proceso que genere un bien, se emplea energía de una determinada calidad, y al final del proceso se tiene la misma cantidad de energía pero de menor calidad diciéndose de esta forma que la energía se ha degradado. El proceso inverso, es decir, la producción de energía de alta calidad a partir de energía de menor calidad, como lo es la energía química contenida en un combustible, muchas veces es un sistema natural cuyo contenido energético es susceptible de ser transformado en energía útil. El poder calorífico aprovechable del biogás es posible utilizarlo en una

gran variedad de procesos diferentes, logrando aprovechar esta energía casi en su totalidad.

- ***Combustión Directa.***

Es la secuencia de reacciones químicas entre el biogás y un oxidante, liberando energía calórica y luminosa. El oxidante es oxígeno molecular, generalmente suministrado como aire ambiental. Biogás y oxígeno deben estar en contacto y esto se lleva a cabo en un quemador, dispositivo que combina el biogás con el aire preparándolos para la combustión.⁽⁹⁾

- ***Generación de Energía Mecánica.***

Las prácticas desarrolladas, en cuanto a generación de trabajo mecánico teniendo como fuente de energía el biogás, indican que un método de transformación adecuado, es mediante motores de eje de combustión interna. Una de las ventajas de usar metano en este tipo de motores es debido a que los líquidos no pueden combustionar sin previamente haber pasar a estado gaseoso; por lo que es mas eficiente usar un combustible en estado gaseoso directamente que usar un combustible líquido para transformarlo luego en gas para su combustión. Para que un motor de combustión interna funcione con metano como fuente de energía, es necesario realizar algunos cambios; de acuerdo a la práctica estos son más fáciles de realizar en un motor de gasolina que en un motor diesel.⁽¹⁵⁾

- ***Generación de Energía Eléctrica.***

La generación de electricidad, en términos generales, consiste en transformar alguna clase de energía no eléctrica, sea esta química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. Industrialmente, existen instalaciones denominadas centrales eléctricas que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Las centrales generadoras son clasificadas de acuerdo al tipo de fuente primaria de energía utilizada; éstas, tienen en común el elemento generador, constituido por un

alternador, movido mediante una turbina que será distinta dependiendo también del tipo de energía primaria empleada.

Comúnmente, la forma de transformar la energía contenida en el biogás en energía eléctrica es a través de generación termoeléctrica, por medio de motores de combustión interna, turbinas de vapor o turbinas de gas; también se pueden emplear ciclos combinados. ⁽²⁾

- ***Generación de Energía Térmica.***

Se aprovecha el poder calorífico del biogás para obtener la energía térmica, liberada en forma de calor, contenida en el mismo mediante su combustión. La energía térmica obtenida puede utilizarse directamente para calefacción, producción de agua caliente y refrigeración. ⁽⁹⁾

- ✓ *Generación de Vapor de Agua.*

En diferentes procesos industriales se genera vapor de agua para diversos usos, por ejemplo la generación de electricidad ó algún otro tipo de aplicación. El vapor, es producido mediante el calentamiento de agua en una caldera, empleando un combustible. Para el caso donde se utiliza biogás como combustible, se deben diseñar quemadores adecuados dependiendo de la concentración de metano en el gas y de la cantidad de vapor a generar. ^(9, 15)

- ✓ *Generación de Refrigeración.*

El enfriamiento por absorción es un proceso termoquímico que emplea dos líquidos, un refrigerante y un absorbente; aprovechando la capacidad de ciertas sustancias de absorber calor al cambiar de estado líquido a gaseoso y, la de absorber otras sustancias, respectivamente. Es necesaria la energía procedente de una fuente externa, como la contenida en el biogás, para separar el soluto del disolvente que completa el circuito, con lo cual se reinicia el ciclo de refrigeración. ^(9, 16)

- ***Recuperación de CO₂.***

De forma general, se consideran 3 tipos básicos de captura de CO₂, la postcombustión, la precombustión y la oxycombustión. La captura postcombustión, se da lugar al separar el CO₂ de los gases producidos por la combustión de biogás con aire; esta puede realizarse a través de absorción química, adsorción física o por separación del CO₂ mediante membranas, encontrándose las dos últimas en fase de desarrollo a nivel industrial. La absorción química emplea la absorción del CO₂ de los gases de combustión en un disolvente. Por otra parte, la captura en precombustión es aplicada mayormente en la producción de hidrógeno; siendo las etapas de precombustión más complejas y costosas. En este método el combustible primario reacciona en un primer reactor reformador con vapor de agua y aire para producir una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno llamado gas de síntesis; a continuación, en otro reactor, se produce la reacción entre el monóxido de carbono formado y el vapor, produciendo hidrógeno adicional y CO₂ que luego se separan.

Por último, en la oxycombustión se emplea oxígeno en lugar de aire, para la combustión, obteniéndose gases que contienen un CO₂ relativamente puro, el cual luego puede ser tratado eliminándole óxidos de azufre y de nitrógeno, almacenado o bien utilizado directamente.⁽¹⁷⁾

- ***Generación de Metanol.***

Se ha experimentado en la transformación química del biogás, del metano contenido en el mismo a metanol. Ya que el metano es un gas difícil de licuar, por lo general es transportado en estado gaseoso. Una solución a esto, es la transformación a metanol por el hecho de ser líquido en condiciones normales, lo que facilita su transporte. El metanol tiene diferentes aplicaciones tales como calefacción, iluminación, motores de combustión interna. Sobre la conversión química del biogás hay escasa bibliografía y no es la tendencia general aprovechar el mismo en este tipo de aplicaciones.⁽¹⁵⁾

2.7.- Estudio Económico.

Para efectuar la evaluación económica de un proyecto, es necesario realizar estudios técnicos que abarcan el análisis y determinación de cuatro tópicos principales: identificación y descripción del proceso, tamaño óptimo del proyecto, costos de los suministros e insumos, organización humana que se requiere para la correcta operación.

Una herramienta de gran utilidad para la evaluación de proyectos por medio de métodos matemáticos financieros es el cálculo del Valor Presente Neto (VPN). Este considera el valor del dinero a través del tiempo, mediante un análisis que se anticipe al futuro, lo cual puede evitar posibles desviaciones y problemas en el largo plazo; esta técnica es de uso extendido y permite ordenar y sistematizar la información de carácter monetario de forma sencilla y esquemática.

La aplicación del método del VPN, requiere la conversión de todos los ingresos y egresos futuros que se encuentran en el flujo de caja de la alternativa, transformándolos a su valor equivalente en el presente. A continuación se presenta la ecuación (1) para calcular el VPN de un proyecto.

$$VPN = -P + \sum_1^n \frac{FNE}{(1 + TREMA)^n} + \frac{VS}{(1 + TREMA)^n} \quad (\text{Ec.1})$$

Donde:

- $P=$ Inversión Inicial.
- $FNE=$ Flujo Neto de Efectivo del periodo n.
- $VS=$ Valor de Salvamento al final de periodo n.
- $TREMA=$ Tasa de Retorno Mínima Atractiva.

El criterio de conformidad al emplear el método del VPN se presenta en la Tabla N° 1:

Tabla N° 1. Criterio de conformidad. Método del VPN.

Método	Aceptación	Rechazo
VPN	≥ 0	< 0

La condición indispensable para comparar alternativas es que siempre se tome en la comparación igual número de años, pero si el período de tiempo de cada una es diferente, se debe tomar como base el mínimo común múltiplo de las vidas de todas las alternativas. ⁽¹⁸⁾

2.8.- Matrices de Evaluación y Selección.

Cuando existen distintas soluciones o alternativas para un mismo problema y se requiere la selección sobre la base de criterios múltiples, es útil emplear algún instrumento de análisis para la toma de decisiones más objetivas. Una herramienta de este tipo son las matrices de evaluación y selección, las cuales son arreglos de filas y columnas, donde las primeras constituyen las alternativas que requieren ser jerarquizadas y las columnas los múltiples criterios que conviene utilizar en la selección. Para construir una matriz de evaluación y selección se deben cumplir los siguientes pasos:

- *Definir las alternativas a ser jerarquizadas;* estas alternativas pueden estar referidas a problemas, causas o soluciones.
- *Definir los criterios de evaluación;* establecer los factores que caractericen las alternativas definidas, es importante asegurar que todas las personas involucradas en la selección entiendan de igual forma, el significado de cada criterio.
- *Establecer el valor de cada uno de los criterios;* todos los criterios no tienen la misma importancia por lo que es necesario ponderar cada uno de los factores, sometiéndolos a un sistema de valorización por el método de peso y

escala que consiste en la confrontación de variables de modo que se pueda dar la puntuación más alta a aquel que se considere más importante y luego establecer un orden de prioridad de acuerdo al grado de incidencia; obteniéndose una escala de valores sobre la base de 100, que luego es dividida en 5 ponderaciones que van desde la condición más desfavorable del factor hasta el ideal, correspondiendo cada uno a la quinta parte del valor obtenido por su importancia en la matriz de peso y escala. Cuando no sea posible cuantificar la escala de los criterios, podrá aplicarse una gradación cualitativa; poco, normal, mucho, etc. ó deficiente, regular, bueno, excelente, asignando para efectos de cálculo un valor a cada nivel.

Pueden existir criterios que de no cumplirse para alguna alternativa la descartará de forma inmediata, y ésta no podrá ser seleccionada aunque sea la que mayor cumpla con todos los demás criterios.

- *Construir la matriz de evaluación;* este paso tiene como objetivo, construir un arreglo de filas y columnas donde se muestren las alternativas a evaluar, los criterios y el valor de cada uno de los criterios.
- *Valorar cada alternativa en relación a cada criterio;* en esta fase, el objetivo es evaluar en que grado las alternativas cumplen con los criterios definidos utilizando la escala establecida, tomándose nota de los resultados.
- *Puntuación definitiva y jerarquización:* para completar este paso se requiere; sumar los puntos obtenidos por cada alternativa para obtener la puntuación total de cada una de ellas. Por último, ordenar las alternativas en orden decreciente de la puntuación total obtenida.⁽¹⁹⁾

CAPÍTULO III
CASO ESPECÍFICO – LOS CORTIJOS

CAPÍTULO III

CASO ESPECÍFICO – LOS CORTIJOS

Cervecería Polar Los Cortijos C.A., cuenta al final del proceso productivo y de manufactura de cerveza y malta, con una planta especialmente diseñada para el manejo y tratamiento del efluente líquido residual generado; garantizando su correcta disposición al ambiente.

3.1.- PTAR – Los Cortijos.

La aplicación de procesos y tecnologías adecuadas, para el tratamiento de aguas residuales, depende de las sustancias contenidas en la misma. A continuación, en la Figura N° 4, se presenta el proceso a través del cual se obtiene un efluente con las condiciones adecuadas para ser devuelto al ambiente, y el biogás objeto de este estudio.

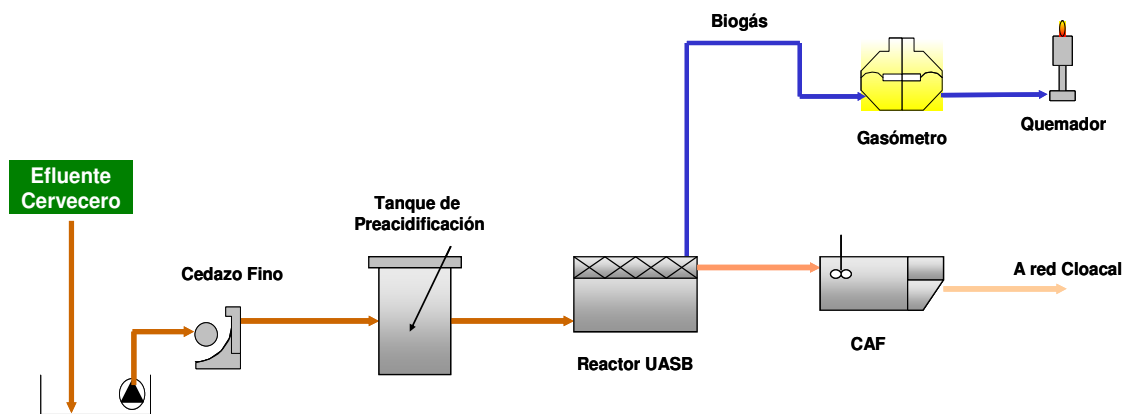


Figura N° 4. Diagrama de proceso de PTAR. ⁽¹²⁾

El agua residual, tratada en la planta de tratamiento de Cervecería Polar Los Cortijos, esta compuesta esencialmente por dos fracciones de materia, una parte orgánica principalmente levadura cervecera, mosto y pequeñas cantidades de nepe; y la otra constituida por soda cáustica, y en menor proporción, ácidos y peróxido de hidrógeno.

El efluente cervecero, es bombeado desde una fosa subterránea, a la primera etapa de separación física de sólidos finos principalmente nepe, pitillos y etiquetas; el líquido tratado entra directamente al tanque de preacidificación, donde es regulado el pH a través de la adición de soda cáustica o dióxido de carbono según se requiera, adicional a esta variable, posee un control automático de nivel y un sensor de temperatura; en esta sección se desarrollan las fases de hidrólisis y acidogénesis, transformando la DQO a una forma degradable por los organismos metanogénicos. Posteriormente, el agua residual ingresa al reactor UASB por el fondo del mismo; es dentro de este equipo, donde ocurren las últimas dos fases de la conversión de la materia orgánica, acetogénesis y metanogénesis; también es separado el efluente líquido del biogás generado durante estas reacciones. Mientras que el biogás es transportado hasta el gasómetro, equipo dispuesto para amortiguar las alteraciones en el flujo proveniente del reactor; en el cual permanecerá por espacio de 5 a 10 minutos, antes de ser quemado en el quemador, el agua tratada es bombeada al CAF, donde a través de la adición de cloruro férrico, se logra la retención de los sólidos suspendidos restante en el efluente mediante la formación de flóculos lo suficientemente grandes, para ser retirados por los barre lodos del equipo; por último el agua es dispuesta a la red cloacal a uno de los colectores Norte-Sur del Río Guaire.

(6, 12)

3.2.- Reactor UASB.

El *BIOPAQ* ® *UASB*, equipo donde se genera el biogás, es suministrado por la empresa *PAQUES BV Natural Solutions*, los cuales han desarrollado esta tecnología desde hace más de veinte años, logrando normalizarlo en un sistema modular. El *BIOPAQ* ® *UASB*, es uno de los métodos más aplicados para el tratamiento de efluentes industriales, diseñado para satisfacer requisitos específicos de capacidad, se encuentra libre de corrosión, es un sistema cerrado sin emisión de olores y con total accesibilidad para inspecciones de limpieza.

El principio de funcionamiento del reactor *BIOPAQ*® *UASB* se basa en la llamada separación de tres etapas, lo que permite separar el gas, el agua y las mezclas de lodos bajo condiciones de alta turbulencia. El reactor posee múltiples cámaras colectoras de gas, separadas por deflectores para la separación óptima del biogás, esto también reduce el tiempo de residencia del agua residual dentro del mismo. A continuación, en la Figura N° 5, se muestran los componentes del reactor *UASB*.

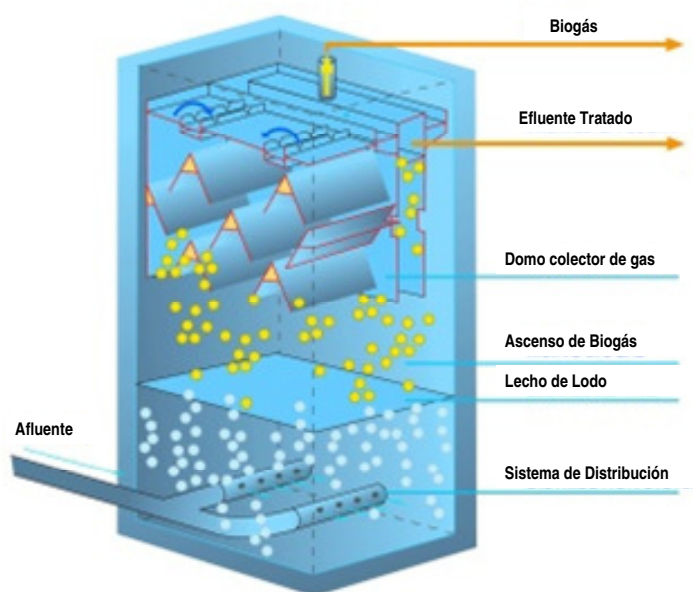


Figura N° 5. Esquema de *BIOPAQ*® *UASB*.⁽²⁰⁾

El efluente cervecero, es bombeado hacia el sistema de distribución interno, entrando en contacto con la cama de lodo anaeróbico; cada ramal tiene aperturas, a través de las cuales fluye el afluente, estas recorren todo el fondo del reactor. La reducción de la DQO, provoca la expansión/fluidización de la cama de lodo, que es elevada por la velocidad ascendente, producto de la generación de biogás y la velocidad del líquido. Cuando el gránulo libera el biogás adherido a su superficie, el lodo vuelve a caer a la zona inferior del reactor, el biogás es colectado en las cámaras dispuestas para tal fin, y el agua residual tratada abandona el reactor por rebose; esta dinámica ocurre continuamente en el interior del reactor. La agitación, consecuencia

de la generación de biogás, interviene en la formación y mantenimiento de los gránulos, removiendo la cama de lodos y permitiendo el intercambio entre estos y el agua residual. ^(12, 20)

3.3.- Características del Biogás.

La composición de gases en el biogás determina su calidad, lo que se traduce en la potencialidad para ser empleado como fuente alterna de energía o alguna otra aplicación; por lo tanto, es necesario estudiar con anterioridad las proporciones en los que los gases constituyentes se encuentran en el biogás.

3.3.1.- Metano.

El metano es el hidrocarburo alcano más sencillo, se encuentra en estado gaseoso a temperatura y presión ambiental; su fórmula química es CH₄, además es un combustible de alto valor energético alrededor de 1013BTU/ft³, incoloro, inodoro e inflamable, más ligero que el aire, y apenas soluble en agua en su fase líquida. En la naturaleza, se produce como producto final de la descomposición anaeróbica de las plantas.

La combustión del metano con aire como comburente, genera una de las combustiones más perfectas, donde el dióxido de carbono emitido al quemarse es menor al producido por otros combustibles; desde una óptica ecológica es el único que asegura valores admisibles de emisión de contaminantes, CO_x, SO_x y NO_x para el medio ambiente sin requerir de filtros ni equipos especiales para el tratamiento de los productos de combustión. El metano, es cada día más empleado, porque logra una mayor eficiencia energética con menores niveles de contaminación. ^(7, 21)

3.3.1.1.- Poder Calorífico.

El poder calorífico, es una de las propiedades más importantes de un combustible, se expresa para los combustibles gaseosos, por unidad de volumen en condiciones normales. El valor del poder calorífico, varía dependiendo del tipo de gas

que se este manejando, y por lo tanto, en función de los componentes del mismo. Los componentes no carburantes de un combustible, disminuyen su rendimiento calorífico durante la combustión, sin embargo, un combustible de una calidad inferior pero que sea subproducto de un proceso industrial puede ser más ventajoso económicamente. Las unidades del poder calorífico son kcal/m³; BTU/ft³ y Cal/lit.

Para determinar el poder calorífico de un combustible gaseoso, es necesario conocer la composición del mismo, es decir, la proporción de componentes; conociendo los calores de combustión de los componentes individuales se puede calcular el poder calorífico del combustible a través de la ecuación (2):

$$PC = \sum_{i=1}^n \frac{\%}{100} \cdot PC_i \quad (\text{Ec.2})$$

El conocimiento del poder calorífico del combustible, permite asumir formas y métodos más eficientes para su utilización. ^(21, 22)

3.3.2.- Dióxido de Carbono.

El dióxido de carbono, es un gas que a temperatura ambiental es inodoro, incoloro, ligeramente ácido y no inflamable, es decir inerte, que no tiene ningún poder calorífico, su fórmula química es CO₂. A pesar de que el dióxido de carbono existe principalmente en su forma gaseosa, también tiene forma sólida y líquida.

Cuando el dióxido de carbono forma parte de un combustible gaseoso, es calentado durante la combustión; su eliminación no es aconsejable salvo en los casos de almacenaje del mismo a altas presiones, debido a que sería inútil gastar energía de compresión y volumen de almacenaje de alto costo en un gas que no daría ningún beneficio adicional al poder calorífico. Actualmente, se utilizan varios sistemas de remoción de dióxido de carbono, entre los cuales los más difundidos son los que

emplean su disolución en agua a presión, y otros que usan mezclas químicas de gran complejidad. ^(13, 23)

3.3.3.- Sulfuro de Hidrógeno.

El sulfuro de hidrógeno es un gas tóxico, inflamable, incoloro, con olor a huevo podrido y de sabor dulce; su fórmula química es H_2S . Este gas, es más denso que el aire y arde con llama azul pálida; su desagradable olor permite que sea percibido a muy bajas concentraciones. El ácido sulfhídrico, se encuentra naturalmente en el petróleo crudo, gas natural, gases volcánicos, biogás, entre otros.

Es necesario hacer un seguimiento de la concentración de sulfuro de hidrógeno, cuando está presente en la composición de un combustible, siendo imprescindible removerlo cuando este se encuentre por encima del valor límite admitido por la mayoría de los fabricantes de equipos el cual es de 200 ppm., ya que es un poderoso agente corrosivo, que al ser combinado con el agua, da como resultado ácido sulfhídrico que potencia su poder corrosivo sobre las partes vitales de algunas instalaciones. Otro motivo por el cual debe ser eliminado, es para cumplir con las normativas de emisión medioambientales, reduciendo las emisiones de SO_x al quemarlo. Por lo general, el biogás contiene una concentración de H_2S entre 1.000 y 6.000 ppm aunque pueden alcanzarse valores de hasta el 2 % en volumen. ^(9, 13, 23)

3.3.4.- Vapor de Agua.

El vapor de agua es un gas resultado de la evaporación de agua líquida; es inodoro e incoloro. Durante la descomposición de la materia orgánica en el digestor, es responsable de la humedad del gas generado, ya que con frecuencia el vapor arrastra minúsculas gotas de agua. En condiciones de alta concentración, parte del agua que compone el vapor puede condensar en forma de agua líquida.

El biogás que sale del reactor se encuentra saturado de vapor de agua, a medida que se enfría el vapor, se condensa en las tuberías y si no se lo evacua

adecuadamente, pueden bloquearse los conductos con agua y afectar la operación en una aplicación posterior; por esta razón es necesario instalar en las tuberías de distribución trampas de agua donde ésta se almacene, para luego ser extraída. ^(8, 13, 23)

3.3.5.- Técnicas de tratamiento de biogás.

Cuando el biogás es aprovechado como combustible, es necesario tratarlo con el propósito de aumentar su calidad, obteniendo un gas de elevado porcentaje de metano, basándose en la eliminación del resto de los componentes del biogás; son diversas las técnicas utilizadas para tal fin, y no sólo con el interés de aumentar la calidad del combustible, sino porque también es posible obtener como subproducto gas CO₂, producto de alta demanda industrial. La elección de un método para purificar el biogás depende de la naturaleza química del componente a eliminar. En la Tabla N° 2, se describen las diferentes técnicas más empleadas para el tratamiento del biogás.

Tabla N° 2. Técnicas de tratamiento de biogás. ⁽¹⁷⁾

Proceso/ Compuesto	CO ₂	H ₂ S	H ₂ O
Adsorción	x	x	-
Absorción (Física o Química)	x	x	-
Filtro en Membranas	x	x	-
Enfriamiento/Condensación	x	-	x

- ***Método de absorción.***

La absorción se basa en la transferencia de masa entre la sustancia gaseosa a depurar y un líquido denominado absorbedor; la absorción esta acompañada de una reacción química, en la cual el material a eliminar reacciona y forma un compuesto que posteriormente es retirado. La absorción, o penetración íntima de un gas en el seno de un líquido o un sólido, es la opción idónea para la extracción de gases ácidos como el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno; existen diversos métodos basados en la absorción para lograr la eliminación de las fracciones de estos compuestos del gas combustible.

- ***Métodos de adsorción.***

Los métodos de adsorción se basan en la captura selectiva de las impurezas del gas por medio de materiales sólidos granulados los cuales contienen una gran superficie específica. Las ventajas de estos procesos son su estabilidad térmica, servicio prolongado, instalaciones y equipos sencillos, fácil operación del sistema y elevada selectividad del compuesto contaminante. Entre sus desventajas se encuentran los grandes volúmenes de material granulado, para procesar mayores caudales de flujo gaseoso y que, el proceso de regeneración requiere de un gas, que no sea retenido por el material granulado y además elimine las impurezas del mismo.

La adsorción selectiva de los gases dependerá de la temperatura, presiones parciales, fuerzas en la superficie y del tamaño de poro del adsorbente. Los adsorbentes sólidos, como el carbón activado, se encuentran normalmente como lechos empaquetados de partículas esféricas. El proceso es un ciclo repetitivo, cuyas dos etapas básicas son la adsorción y la regeneración. En la etapa de adsorción, el gas es alimentado sobre el lecho de sólidos que adsorbe el contaminante y deja pasar el resto del gas y cuando el lecho llega a su capacidad máxima de adsorción la alimentación es desviada a otro lecho limpio, mientras se procede a la regeneración del primero, extrayéndole el compuesto contaminante que ha sido adsorbido previamente.

- ***Filtrado en membranas.***

El proceso de filtrado en membranas se basa en la difusión de los compuestos que pasan a través de una membrana selectiva, con el objetivo de eliminar éste de la matriz en la cual se encuentra contenido; la permeabilidad del gas a través de la membrana es función de su solubilidad y difusividad en dicho material. Las membranas están compuestas de polímeros porosos, cerámicas, poliméricas y una combinación de las mismas, son extremadamente finas, del orden de micrones; para la separación de gases el tipo de membrana, depende de las diferencias tanto físicas como químicas entre la interacción de los gases y el material de la membrana, el

resultado es que un componente pase a través de la membrana más rápido que el otro. Los equipos, instalaciones y la operación del sistema son simples, sin embargo, la eficiencia de la separación por membrana es baja y el costo de la misma elevado, adicionalmente requiere grandes presiones y trabaja a bajas velocidades. Se utilizan solamente en procesos donde el flujo es suficientemente grande para justificar la inversión.

- ***Técnicas mediante enfriamiento.***

Las técnicas comunes de separación por enfriamiento, son la criogenia o la condensación. La criogénica es muy utilizada comercialmente para la purificación de CO₂; no es utilizada en la recuperación de CO₂ procedente de gases de la combustión, de carbón o el biogás, debido a que es económicamente inviable. Por otra parte, la condensación como técnica para la purificación de gases, centra su interés primario en la eliminación de compuestos volátiles procedentes de gases de combustión. El proceso consiste en enfriar la corriente de gas, a una temperatura tal que el componente orgánico tenga una baja presión de vapor y coleccionar el condensado ^(9, 13, 16, 23).

CAPÍTULO IV
MARCO METODOLÓGICO

CAPÍTULO IV
MARCO METODOLÓGICO

En el presente capítulo, se describe la metodología experimental dispuesta para el completo alcance de los objetivos planteados en este Trabajo Especial de Grado.

4.1.- Estudio del proceso anaeróbico del tratamiento de aguas residuales, tipo de efluente, operación, formación de lodos y generación del biogás.

Con la finalidad de conocer el proceso en estudio, se realizó una extensa revisión bibliográfica referente al tratamiento de aguas residuales, equipos principales, principios de funcionamiento y variables de operación, también, lo relacionado al tratamiento en condiciones anaeróbicas, degradación de la materia orgánica y generación del biogás; asimismo se efectuaron entrevistas a los especialistas del área y al personal de operaciones, con el propósito de apoyar la investigación con la experiencia que éstos poseen, acompañadas de recorridos en la PTAR en Planta Los Cortijos, con el objetivo de obtener la información técnica característica y conocimientos particulares del proceso.

4.2.- Determinación de la cantidad y composición del biogás, generado durante el tratamiento anaeróbico de las aguas residuales en la PTAR.

Comprendió el levantamiento de información, utilizando el registro histórico de generación de biogás en la PTAR durante el último año; y su posterior clasificación y organización en formato tabulado obteniendo un flujo ajustado a la situación real del proceso.

La caracterización de los componentes que constituyen el biogás se obtuvo mediante el empleo de un analizador de gases IMR® 2800 que cuenta con un sistema automático de medición, el cual procesa la muestra mediante reacción química a través de unos CHiPs electrónicos contentivos de capilares, los cuales son reactivos a un elemento en específico; la concentración del gas es presentado en pantalla, para luego ser almacenada en la memoria. Cada chip cuenta con certificado de calibración.

4.3.- Determinación de los posibles usuarios de biogás, con sus requerimientos específicos.

La identificación de potenciales usuarios de biogás, que podían participar en la implementación de un esquema de aprovechamiento del combustible, comprendió visitas a las diferentes áreas de la planta y la realización de entrevistas al personal que labora en cada una de ellas, con el objetivo de establecer los procesos de la cervecería que utilizarían este recurso. La determinación de los requerimientos energéticos se logró mediante el levantamiento de la data de servicios industriales de la planta, que se encuentra en un software utilizado en la empresa denominado *SAP R/3*; de igual forma esta fue clasificada y organizada en formato tabulado para obtener resultados ajustados a la condiciones de suministro reales.

4.4.- Identificación de los diferentes esquemas para el aprovechamiento del biogás, en función de los requerimientos técnicos y de operación para cada uno de los posibles usuarios.

Para alcanzar este objetivo, se estudió la situación actual de las instalaciones que emplean biogás como materia prima, realizándose la revisión completa de las tecnologías y procesos disponibles en el mercado, las cuales se ajustasen a las necesidades de los usuarios establecidos; buscando las líneas actuales más interesantes y de aplicación industrial para la producción de energía térmica, eléctrica, o algún otro bien de mayor valor agregado a partir del mismo y que a su vez contribuyen a mitigar la problemática ambiental, con la reducción de emisiones a la atmósfera.

4.5.- Desarrollo técnico y económico, de los esquemas de aprovechamiento del biogás, evaluando costos de inversión y operación, riesgos tecnológicos, limitaciones de implementación e impacto ambiental.

Esta actividad consistió en desarrollar los diversos esquemas de aprovechamiento basados en los procesos de producción de energía a partir del biogás investigados, y de acuerdo a las necesidades de los usuarios establecidos. Se elaboró de acuerdo a las normas y prácticas de elaboración de documentos de ingeniería, la descripción técnica, los Diagramas de Flujo de Proceso y los respectivos balances de masa y energía por esquema y el Diagrama de Tuberías e Instrumentación para la alternativa seleccionada durante la etapa de comparación del estudio.

El análisis económico consistió en la realización de una estimación de costos tipo V, que incluyó los costos de inversión de capital, costos de operación y mantenimiento, costos asociados a la recuperación, tratamiento y almacenamiento del biogás, e ingresos generados por el reemplazo del gas natural y electricidad, con lo que se elaborará el flujo de caja de cada una de las alternativas, para finalmente calcular el indicador económico de Valor Presente Neto sobre la base de ingresos y egresos proyectados.

4.6.- Comparación de las alternativas de aprovechamiento para cada uno de los usuarios de biogás, e identificación de las que sean factibles.

Una vez culminado el diseño y estudio económico de los esquemas de aprovechamiento, se procedió a realizar el análisis de selección con la herramienta matricial de evaluación de alternativas con criterios múltiples, construyéndose de acuerdo a las características principales de los esquemas, que orientarían a una decisión óptima de la(s) alternativa(s) factible(s) de implementación.

CAPÍTULO V
RESULTADOS Y ANÁLISIS

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos durante la realización de la investigación y su correspondiente análisis.

5.1.- Estudio del proceso anaeróbico del tratamiento de aguas residuales.

En el capítulo III, se describió el proceso de tratamiento aplicado al agua residual, cuando ésta ingresa a las instalaciones de la PTAR en Planta Los Cortijos de Cervecerías Polar C.A. Es necesario además, el conocimiento de todas las acciones de operación recomendadas que garanticen un efluente de descarga que ocasiona el mínimo impacto ambiental. ⁽²⁴⁾

En la operación de la PTAR se distinguieron tres tipos de procesos:

- *Pretratamiento*; mediante el cual se eliminan los sólidos que pueden causar problemas a los sistemas de tratamiento siguientes. El cedazo fino, es el equipo instalado para tal fin.
- *Tratamiento Anaeróbico*; empleando bacterias anaeróbicas transforma aproximadamente el 80% de la materia orgánica del agua residual en metano. El tanque de preacidificación y el reactor UASB, son los equipos responsables de esta operación.
- *Manejo de Sólidos*; donde los sólidos contenidos en el agua residual son removidos por medio de la adición de polímeros y coagulantes a un sistema de flotación, en el equipo denominado CAF. Los mismos son posteriormente prensados para reducir su contenido de humedad al límite de lograr tortas inocuas y fáciles de manipular.

Cada uno de estos procesos es continuamente supervisado y controlado mediante el sistema de interfaz de control PLC-Humano llamado I-Fix, el cual de

forma esquemática exhibe todas las secciones de la PTAR gráficamente. En las diferentes pantallas, se presentan las variables que son controladas durante el desarrollo de las etapas de tratamiento. Este sistema, contiene los valores determinados de los set points con los cuales se rige la ejecución de acciones automáticas del control de procesos y permite cuando es necesario desactivar el control automático y operar la planta de forma *manual*. El I-Fix además cuenta con el record de históricos de operación de las variables, pudiendose observar gráficas instantáneas a tiempo real. En la Figura N° 6, se presenta el esquema general de la PTAR, extraído del sistema I-Fix, en el cual se observan las distintas secciones de la misma.

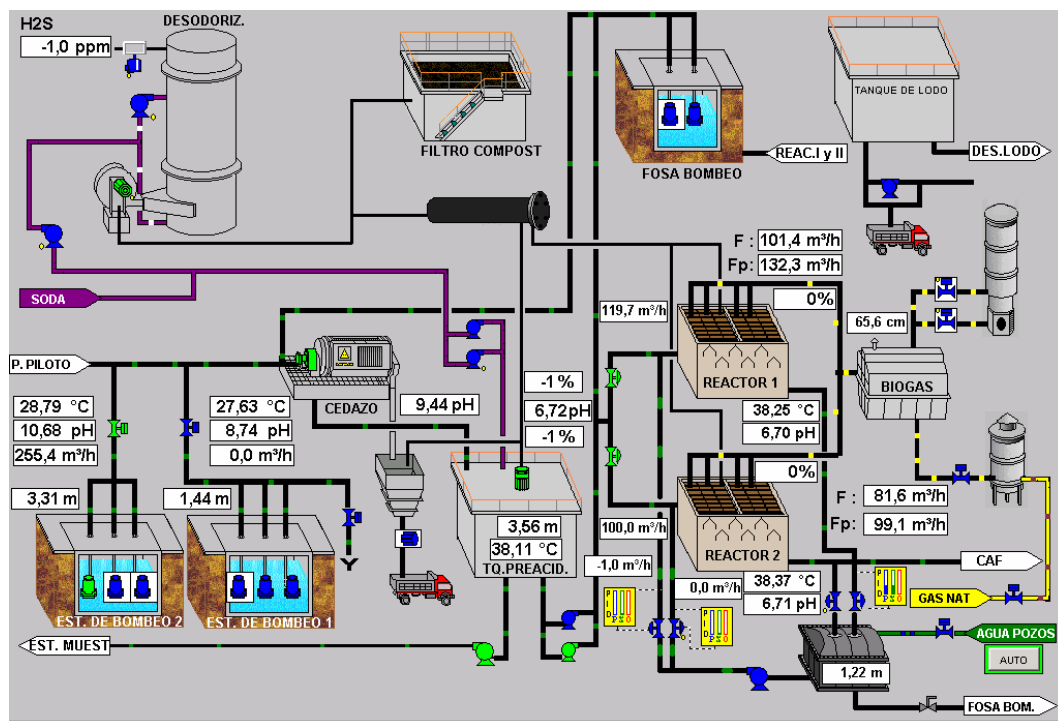


Figura N° 6. Esquema general PTAR. ⁽²⁵⁾

Para la adecuada operación de la PTAR fue necesaria la realización de recorridos diarios para comprobar el buen funcionamiento de los dispositivos de medición como sondas de pH y temperatura; y garantizar la operatividad de los

siguientes equipos: bombas de recirculación del tanque de preacidificación, bombas de alimentación a reactores, extractor de vahos, quemadores de biogás y CAF. También se tomó lectura de los contadores de productos químicos, la alimentación a los reactores y el biogás producido por los mismos, se inspeccionó la parte superior de los reactores verificando la hermeticidad de las cubiertas superiores, para evitar escapes de biogás.

Actualmente la PTAR, se encuentra operando a la capacidad máxima instalada que puede manejar el CAF que es de 220 m³/h, siendo esta la etapa limitante para el tratamiento de mayores volúmenes de agua residual. Los rangos de operación de las variables que son controladas durante el proceso de tratamiento de aguas residuales se presentan a continuación en la Tabla N° 3.

Tabla N° 3. Parámetros de control e inspección. Set Points. PTAR. ⁽²⁵⁾

Equipo	Variable	Control	Set Point	
Tanque de preacidificación	pH	Dosificación de Químicos	LLL-HHL	5,50-7,60
			Dosificación de CO ₂	6,50-7,25
			Dosificación de NaOH	5,75-5,50
	Nivel (m)	Ejecución de maniobra de acuerdo al SP	HHL-HL-LL-LLL	7,60-2,80-1,00-0,80
Reactores Anaeróbicos	Flujo (m ³ /h)	Reactor I	HHL-HL-LL	160-80-40
		Reactor II	HHL-HL-LL	120-60-20
	Biogás (m ³ /h)	Reactor I	HHL-HL-LL	340-300-290
		Reactor II	HHL-HL-LL	220-190-180
	pH	Entrada	HHL-LLL	7,50-5,50
		Salida	HHL-LLL	7,50-5,50

Son necesarios todos estos niveles de control debido a la susceptibilidad del proceso a cambios pequeños en los valores de las variables; para cada uno de estos

niveles son ejecutadas distintas acciones con el objetivo de alcanzar las condiciones ideales de operación. En la Tabla N° 4 se presentan los valores habituales a los que opera la PTAR, los mismos se encuentran dentro de los parámetros establecidos en los rangos seguros de operación; observándose que a la entrada del tanque de preacidificación el pH se encuentra por encima del requerido, por lo que se realizó la dosificación de CO₂ hasta alcanzar el valor de pH necesario. Por otra parte la producción de biogás no sólo depende del volumen de agua residual manejado, sino también del contenido de materia orgánica en el mismo, susceptible a ser reducida.

Tabla N° 4. Valores normales de operación de la PTAR.

Equipo	Variable	Control	Valor promedio de operación
Tanque de preacidificación	pH	Dosificación de Químicos	Entrada 9,44
			Salida 6,72
	Nivel (m)	Ejecución de maniobra de acuerdo al SP	3,56
Reactores Anaeróbicos	Flujo (m ³ /h)	Reactor I	119,7
		Reactor II	100
	Biogás (m ³ /h)	Reactor I	132,3
		Reactor II	99,1
	pH	Entrada	6,72
		Salida	6,70

5.2.- Determinación de la cantidad y composición del biogás.

Para el alcance exitoso de éste objetivo fue necesaria la determinación de dos cantidades fundamentales, las cuales soportarán todo el desarrollo del estudio técnico-económico.

5.2.1.- Cantidad de Biogás.

Antes de iniciar la búsqueda de aplicaciones de biogás, se determinó la cantidad de gas disponible. La data levantada constituye el reporte semanal de biogás generado de acuerdo a la producción envasada de cerveza de la planta, así como también los datos reportados en cuanto a las cantidades de efluente que manejaría la planta de tratamiento de aguas residuales durante esa semana y la característica que indica la obtención de biogás, que es la carga orgánica del afluente que ingresa a la misma; la información se encuentra presentada en la Tabla A1-1, ubicada en el apéndice A.

De acuerdo a estos datos se obtuvo el promedio de biogás generado durante el año 2007, presentado en la Tabla N° 5. Es importante mencionar que este valor de 33294,7 m³ semanales, aunque ajustado a las reales condiciones del proceso, ha de variar según las circunstancias que se susciten durante las operaciones futuras, considerando la implementación de mejoras al proceso de tratamiento de aguas residuales, acciones de mantenimiento de los equipos involucrados o cualquier otro incidente no previsto.

Tabla N° 5. Generación promedio de Biogás. Año 2007.

Año	Promedio Biogás Semanal (m ³)	Flujo Promedio de Biogás (m ³ /h)
2007	33.294,7	198

En el transcurso del año 2008 se proyecta un incremento en la generación de biogás, motivado a la variación de los parámetros de operación actuales de la PTAR, elevando para finales de este año o inicios del 2009 las cantidades disponibles del gas; se espera alcanzar en promedio 250m³/h de biogás.

Por otra parte el proveedor de la tecnología de los reactores anaeróbicos UASB, *PAQUES BV Natural Solutions*, sugieren de acuerdo a las condiciones del proceso y a las características del efluente una relación de generación de biogás de 0,44 m³ por Kg de DQO, con lo cual se podría estimar igualmente la cantidad teórica de gas a obtenerse conocida la DQO promedio del efluente (mg/L) y el flujo de agua residual a tratar (m³/h).

La cantidad promedio de biogás obtenida durante el año 2007, es sólo un poco mayor a la mitad de la que debió ser generada teóricamente según la relación provista por *PAQUES BV*, esto considerando la DQO promedio del mismo año la cual fue de 3535mg/L, con lo cual se esperaba obtener en promedio un flujo igual a 343 m³/h de biogás. Como se mencionó la generación depende de las situaciones de operación a las que tuvo que hacerse frente y a las acciones ejecutadas para mantener una operación adecuada, con el objetivo de garantizar la disposición segura del efluente al ambiente. Se tomará como base de cálculo para el desarrollo técnico del estudio el valor teórico de biogás generado, a partir de la DQO promedio del efluente y a la condición operacional de flujo de agua residual manejada por la PTAR.

5.2.2.- Calidad del Biogás.

La segunda característica determinada fue la proporción en la que se encontraban los componentes dentro del biogás, obteniéndose así su calidad, la cual lo hará adecuado en mayor o menor grado para las distintas aplicaciones. Fue necesario la contratación de un servicio *outsourcing* con un laboratorio de análisis, en vista de que no se disponía del equipo necesario en la Gerencia de Laboratorio Corporativo y de Plantas. El análisis fue desarrollado por *COMMISSIONING ATI Gestión Ambiental*, en el servicio denominado “Análisis cuantitativo y cualitativo de biogás en el reactor del edificio PTR”, bajo el número de informe 1498 de fecha Septiembre 2008, el cual se encuentra reportado en el anexo A-2 del apéndice A.

En el informe se encuentra descrito detalladamente el muestreo llevado a cabo, los resultados obtenidos, los certificados de calibración del equipo y el registro fotográfico del análisis.

En la Tabla N° 6 se presenta el resultado obtenido durante la caracterización del biogás de PTAR.

Tabla N° 6. Composición del biogás.

Componente	Concentración (%v/v)
Metano	84,64
Dióxido de Carbono	14,80
Sulfuro de Hidrógeno	0,19
Dióxido de Azufre	0,30
Óxidos de Nitrógeno	0,02

De acuerdo a los valores obtenidos para las concentraciones de los diferentes componentes del biogás objeto del estudio, un 84,64% v/v de contenido en metano lo cataloga como un potencial gas combustible de muy buen rendimiento calorífico. Por otra parte, su alto contenido de sulfuro de hidrógeno 0,19% v/v, lo hace un gas ácido, limitando así su aplicabilidad inmediata sin tratamiento previo; este compuesto deberá ser eliminado dependiendo de la aplicación en la que quiera ser empleado.

Conocida la composición y utilizando la Ec.2 fue determinado el poder calorífico del gas, a partir de la cantidad de metano y su calor de combustión, Figura A3-1 del apéndice A. El poder de combustión del biogás obtenido fue de 857 BTU/ft³. No fueron considerados los demás componentes carburantes como el sulfuro de hidrógeno y dióxido de azufre, ya que su aporte energético en la combustión es despreciable debido a la presencia de trazas de los mismos en el biogás.

Si se compara el valor obtenido con el poder calorífico del gas natural provisto por PDVSA Gas, anexo A-3, el cual es de 998 BTU/ft³, se deriva que el biogás generado en la PTAR es un buen combustible.

Por último para la determinación de la cantidad de vapor de agua contenida en el biogás, se empleo la información suministrada por *PAQUES BV*, en su manual P.I.P Book para usuarios, en la sección 4.7 *Gastreatment*, donde determinan la masa de vapor de agua contenida, de acuerdo a la temperatura en la que se encuentre el gas. De esta manera, se obtuvo el valor de 46,26 gr/m³ para las condiciones específicas del proceso de 38°C a la salida del reactor UASB, conforme la Tabla A4-1 del apéndice A. Con respecto a la cantidad de vapor de agua, la misma genera corrosión y en combinación con el sulfuro de hidrógeno aumenta el poder corrosivo de la mezcla. Además del tema de la corrosión, el agua reduce el poder calorífico del biogás y origina problemas de condensados en las líneas de suministro, lo cual trae como consecuencia dificultades en la ignición o daños en los motores de combustión interna.

5.3.- Determinación de los posibles usuarios de biogás, con sus requerimientos específicos.

La identificación de los usuarios del biogás, fue determinada de acuerdo a las diferentes áreas o secciones de la planta que manejan u operan con cualquiera de los recursos a obtener empleando el biogás como fuente de energía, de calor o algún otro bien de mayor valor agregado. Fueron identificados cuatro usuarios primarios a saber: Sala de Máquinas, PTAR, Comedor Planta Los Cortijos y California Sur, cada uno de ellos posee simultáneamente una, o más aplicaciones ó procesos distintos. En la Tabla N° 7 se exhiben los usuarios con sus requerimientos de consumo o suministro específicos para cada una de las aplicaciones encontradas. Los mismos están basados en la data descargada del sistema SAP R/3, así como en las entrevistas realizadas a

los operadores de las áreas involucradas; los datos que soportan estos valores se encuentran en las tablas B1-1 y B1-2 del apéndice B; así como el cálculo tipo para una de las aplicaciones, anexo B-2.

Tabla N° 7. Descripción de requerimientos de operación.

Usuario	Aplicación	Insumo	Frecuencia	Consumo Semanal Estimado	Observaciones
Sala de Maquinas	Motobombas	Gasolina	Todos los domingos durante 3 minutos	0,00044 m ³	Capacidad - Tanque del motor 1 Galón. Recarga cada 2 meses.
	Motobombas	Gasoil	Todos los domingos durante 30 minutos	0,00115 m ³	Capacidad - Tanque del motor 15 litros. Recarga cada 3 meses.
	Motor Diesel	Gasoil	Sólo en caso de Emergencia	0,55 m ³	Capacidad - Tanque de almacenamiento 35 m ³ . Estimación de acuerdo a la compra del insumo. Año 2007. Dos de los tres motores se encuentran fuera de servicio.
	Pilotos de Caldera	Propano	Sólo al momento de inicio de operación o encendido de la caldera	0,00480 m ³	Suministro en Bombonas de 43kg. Reemplazo cada 4 meses.
	Caldera de Vapor	Gas Natural	Diario	462714,6 m ³	Calderas de baja presión. Permanece encendida las 24 horas, los 5 días de la semana.
	Turbina de Vapor	Gas Natural	Diario	188039,8 m ³	Suministro de vapor - Caldera de alta presión. Permanece encendida las 24 horas, los 7 días de la semana.
	Abastecimiento Cervecería	CO ₂	Diario	11,89 Ton	Depende del proceso. Estimación de acuerdo a la compra del insumo. Año 2007.

Tabla N° 7. Descripción de requerimientos de operación. (Cont.)

Usuario	Aplicación	Insumo	Frecuencia	Consumo Semanal Estimado	Observaciones
PTAR	Tanque de Preacidificación	CO ₂	Diario	0,37 Ton	Depende del proceso. Estimación de acuerdo al reporte semanal en PTAR. Año 2008.
	Pilotos de Mechurrio	Gas Natural	Diario	12,4 m ³	Permanece encendido las 24 horas, los 7 días de la semana. Es un 1% del consumo de Gas Natural empleado en el comedor de la planta.
Comedor Planta Los Cortijos	Cocina	Gas Natural	Diario	1240 m ³	El comedor opera 15 horas diarias, 6 días de la semana. El consumo diario de la cocina es igual al consumo domestico mínimo mensual establecido por PDVSA Gas.
California Sur	Montacargas	GLP	Diario	18,9 m ³	Operan durante las 24 horas, 5 días de la semana. Suministro en estación de recarga con 5 tanques de almacenamiento de 500 galones cada uno. Los tanques son recargados 2 veces a la semana por el proveedor del GLP.

Sala de Máquinas es el usuario que cuenta con el mayor número de opciones para reutilizar el biogás. Una aplicación es la combustión directa en los pilotos de las calderas las cuales pertenecen al sistema de generación de vapor de la planta. También en la generación de energía mecánica en los equipos motobombas los cuales pertenecen al sistema de generación de electricidad.

En la generación de energía térmica en forma de vapor a partir del biogás se aprovecha cuando es quemado en la caldera de baja presión, y para la generación de energía eléctrica cuando es quemado en la caldera de alta presión que alimenta el turbogenerador. Por último, la Sala de Maquinas posee la alternativa de capturar el CO₂ de los gases de combustión del biogás para suministrarlo al proceso de elaboración y envasado de cerveza, encargándose del acondicionamiento y posterior distribución del mismo.

El segundo de los usuarios es la PTAR que emplearía el biogás para su combustión directa en los pilotos ubicados dentro de los incineradores o mechurrio, ó la recuperación del CO₂ para utilizarlo en la neutralización del agua residual dentro del tanque de preacidificación.

El usuario Comedor de Planta Los Cortijos, reutilizaría el biogás en la combustión directa para las cocinas del mismo. Por último, California Sur posee la aplicación para la generación de energía mecánica en las herramientas montacargas.

No se consideraron las aplicaciones encontradas para la generación de refrigeración, ya que estas no operan bajo el esquema de absorción descrito en el capítulo I, descartándose así la posibilidad de implementación por no poseer la infraestructura de equipos que podrían emplear biogás como suministro primario. También se excluyó la posible generación de metanol, ya que este es sólo utilizado como reactivo en los análisis de los laboratorios, no teniéndose un requerimiento justificable para el desarrollo de un proyecto de transformación de biogás en metanol.

5.4.- Identificación de los diferentes esquemas para el aprovechamiento del biogás.

Se debe tener presente que los esquemas de aprovechamiento del biogás, son aquellos posibles diseños de unidades de procesos destinadas a la adecuación del biogás para una aplicación final específica. Para la correcta determinación y análisis de los esquemas de aprovechamiento del biogás que se presentan como potenciales proyectos de implementación, de acuerdo al estudio realizado en las tecnologías y procesos disponibles en el mercado, se procedió inicialmente a calcular el porcentaje de utilización de biogás para cada una de las aplicaciones mencionadas anteriormente, o lo que es lo mismo la cantidad mínima necesaria de biogás para cubrir la actual demanda del servicio; anexo B-1 del apéndice B. En la Tabla N° 8 se presentan los porcentajes de uso de biogás para cada uno los usuarios establecidos.

Tabla N° 8. Cantidad de Biogás necesaria para cada una de las aplicaciones.

Usuario	Aplicación	Consumo Semanal de Biogás (m3)	% de Utilización	Observaciones
Sala de Maquinas	Motobombas	0,44	0,0013	-
	Motobombas	2,04	0,0061	-
	Motor Diesel	973,5	2,92	-
	Pilotos de Caldera	0,0145	0,000044	-
	Caldera de Vapor	5389939,9	6,18	Este porcentaje representa la cantidad de Gas Natural que puede ser sustituido con Biogás.
	Turbina de Vapor	218126,2	15,26	Este porcentaje representa la cantidad de Gas Natural que puede ser sustituido con Biogás.
	Abastecimiento Cervecería	255948,9	22,51	Este porcentaje representa la cantidad de Gas Natural que puede ser sustituido con Biogás.
PTAR	Tanque de Preacidificación	7943,5	23,86	-
	Pilotos de Mechurrio	14,38	0,0432	-
Comedor Planta Los Cortijos	Cocina	1438,4	4,32	-
California Sur	Montacargas	60,48	0,18	-

En base a la investigación realizada, una de las principales medidas es que para cualquiera de las aplicaciones en la que se pretenda emplear el biogás, es necesaria la eliminación de la humedad del mismo, esto se puede lograr fácil y económicamente colocando trampas de vapor a lo largo de las líneas de distribución del combustible, o si se requiere de un gas totalmente seco, será necesario entonces el intercambio con algún refrigerante comercial lográndose la condensación total y posterior separación del vapor de agua contenido.

No menos importante biológica y tecnológicamente es la concentración de sulfuro de hidrógeno contenida en el biogás, siendo importante estudiar su eliminación dependiendo del proceso en el que se requiera usar. Las nuevas tendencias de endulzamiento de gases orientan a la utilización de torres de absorción empleando la menor cantidad de productos químicos; obteniéndose altos porcentajes de eficiencia, con un producto gaseoso de mayor calidad y menores descargas al ambiente de desechos contaminantes.

En motores de combustión interna que trabajan con Gasoil, Gasolina o GLP es indispensable su adaptación para que puedan operar con biogás, siendo necesario también estudiar la sustitución total o parcial del combustible primario por éste, debido a su baja capacidad de ignición. La reingeniería implícita en la transformación tecnológica de estos motores para la implementación de un esquema de este tipo, no es justificada en vista de los bajos consumos requeridos, costo elevado de adaptación y sólo representan el 3,12% del biogás disponible.

En cuanto a la recuperación del dióxido de carbono a partir de los gases de combustión generados por la quema de combustible, existen actualmente en el mercado tecnologías patentadas por empresas reconocidas ofreciendo sistemas de alto rendimiento energético y gran eficiencia para la obtención de un producto de calidad. Industrialmente los sistemas más empleados para la captura de CO₂ están orientados a la instalación de torres de absorción de lavado con aminas, ya que su alta selectividad por este tipo de gas ácido brinda los beneficios del uso de menores cantidades del

mismo y una fácil regeneración. De emplear esta tecnología se utilizaría el 100% del biogás disponible para la generación del CO₂, siendo éste último incorporado como un 22,51% del total del CO₂ utilizado en planta.

Durante el estudio fueron identificados tres esquemas generales de aprovechamiento de biogás, con los cuales se cubrirían los requerimientos de los distintos usuarios. El primero de ellos, es la distribución del biogás generado en el reactor UASB sin ningún tipo de tratamiento posterior o cambio en las condiciones para su suministro; utilizado sólo el 4,32% del biogás disponible en este esquema no se generaría una inversión inicial elevada.

El segundo esquema identificado es aquel donde el biogás es tratado para eliminar de sí, el sulfuro de hidrógeno y el vapor de agua contenidos, a través de una torre de absorción que opera con una fracción del agua residual tratada como fluido de servicio y un sistema de refrigeración con freón respectivamente, para posteriormente ser comprimido e integrado a la corriente de suministro de combustible que ingresa a la caldera, empleado en dicho esquema el 100% del biogás disponible. Por último, se plantea la recuperación del dióxido de carbono contenido en los gases de combustión generados a partir de la quema del biogás; primero se les enfriará y removerá cualquier particulado sólido en una torre que opera con soda cáustica diluida, para luego ingresar a un sistema de lavado con Monoetanolamina (MEA) que consta de dos torres una donde ocurre la absorción y el CO₂ es separado del resto de los componentes, y la segunda donde es separado el CO₂ de la MEA ocurriendo la regeneración de esta última. El tratamiento posterior del CO₂ no es considerado dentro del esquema, ya que de ser necesario es llevado a cabo por el usuario, el cual dispone de los equipos necesarios para el mismo. En este caso, se utiliza el 100% del biogás generado.

5.5.- Desarrollo técnico y económico de los esquemas de aprovechamiento del biogás.

En los puntos 5.3 y 5.4 se han identificado y descrito los usuarios efectivamente potenciales, así como los esquemas de desarrollo práctico de implementación dentro de la Planta Los Cortijos de Cervecerías Polar C.A. En la Tabla N° 9 se presenta el esquema de aprovechamiento propuesto para cada uno de los usuarios. Es necesario aclarar que a pesar que dos o más usuarios se encuentren bajo un mismo esquema de reutilización, sus análisis económicos son diferentes, ya que cada uno de ellos supone la sustitución total o parcial de insumos distintos.

Tabla N° 9. Esquema de aprovechamiento propuesto a cada usuario por aplicación.

Usuario	Aplicación	Esquema de Reutilización Propuesto
Sala de Maquinas	Pilotos de Caldera	Distribución de Biogás directo del reactor.
	Caldera de Vapor	Biogás endulzado para caldera.
	Turbina de Vapor	Biogás endulzado para caldera.
	Abastecimiento Cervecería	Recuperación de CO ₂ .
PTAR	Tanque de Preacidificación	Recuperación de CO ₂ .
	Pilotos de Mechurrio	Distribución de Biogás directo del reactor.
Comedor Planta Los Cortijos	Cocina	Distribución de Biogás directo del reactor.

5.5.1.- Desarrollo técnico de los esquemas de aprovechamiento del biogás.

A continuación se describen los procesos de cada uno de los esquemas de aprovechamiento de biogás identificados, Figuras 7, 8 y 9. Los Diagramas de Flujo de Proceso adaptados de acuerdo a la aplicación se encuentran en el apéndice C, anexo C-2; el balance de masa de las corrientes se presenta conjuntamente en cada uno de ellos.

- Esquema N° 1: **Distribución de Biogás directo del reactor.** (Figura N° 7).

El agua residual ingresa al reactor UASB R-101 a través de la corriente 1, donde se llevará a cabo la reducción de la DQO y se generará el biogás; seguidamente el biogás es enviado al equipo G-101, corriente 2, desde el cual será suministrado al consumidor final por medio de la corriente 4, pasando a través de una trampa de vapor ST-101 la cual retirará el condensado generado por las pérdidas de calor al ambiente en la tubería. El resto del biogás que no es suministrado a los pilotos, es dirigido por medio de la corriente 5 hacia el mechurrio F-101 donde será quemado al ambiente. El agua residual tratada es transportada al CAF a través de la corriente 6, a la siguiente etapa del tratamiento de aguas residuales.

En la Tabla N° 10, se presenta el resumen de los aspectos técnicos de mayor importancia por aplicación.

Tabla N° 10. Resumen técnico por aplicación que emplearía el Esquema # 1.

Aplicación	Beneficio	Impacto Económico	Impacto Ambiental
Pilotos de Caldera	Suministro continuo y seguro de combustible a los pilotos de las calderas. Incorporación de combustibles ecológicos. Reutilización de recursos.	Ahorro en función a la sustitución total del Propano comprado, por el biogás generado en la PTAR equivalente a 9,69€ al año.	Disminución de emisiones a la atmósfera estimada en 0,00045Ton de CO ₂ equivalente al año.
Pilotos de Mechurrio	Suministro continuo y seguro de combustible a los pilotos del mechurrio. Reutilización de recursos. Cercanía a la fuente de generación. Incorporación de combustibles ecológicos.	Ahorro en función a la sustitución total del Gas Natural empleado actualmente, por el biogás generado en la PTAR equivalente a 10,50€ al año.	Disminución de emisiones al ambiente calculadas en el orden de 1,16Ton de CO ₂ equivalente anualmente.
Cocina	Abastecimiento y reintegración energética de un combustible limpio, de alto rendimiento obtenido como desecho del proceso de tratamiento de los efluentes de la planta. Incorporación de combustibles ecológicos. Reutilización de recursos.	Ahorro en función a la sustitución total del Gas Natural empleado actualmente por el comedor de Planta, por el biogás generado en la PTAR equivalente a 1050,27€ al año.	Reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera calculadas en el orden de 116,06Ton de CO ₂ equivalente anualmente.

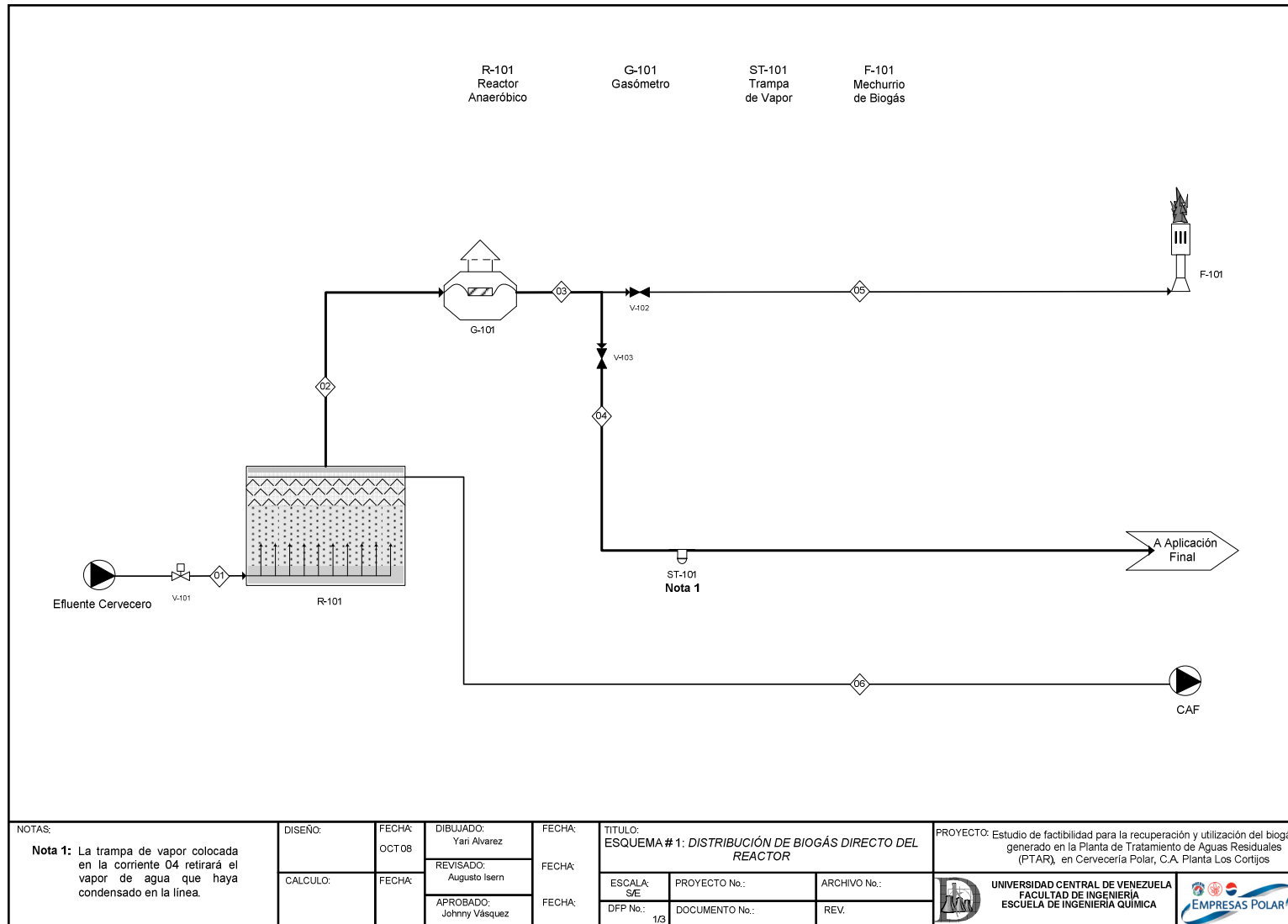


Figura N° 7. Diagrama de Flujo de Proceso General. Distribución del Biogás directo del reactor.

- Esquema N° 2: **Biogás endulzado para caldera.** (Figura N° 8).

El agua residual ingresa al reactor UASB R-101 a través de la corriente 1, donde se llevará a cabo la reducción de la DQO y se generará el biogás; seguidamente el biogás es enviado por medio de la corriente 3 al equipo G-101, desde el cual será suministrado a la torre desulfuradora T-401 donde se pone en contacto a contracorriente con agua residual tratada extraída de la salida del reactor UASB a través de P-401, corriente 7. Una vez eliminado el 90% del sulfuro de hidrógeno, el biogás pasa a través del TK-401 donde es separado del condensado de vapor de agua obtenido hasta ese punto. A continuación ingresa al intercambiador de calor E-401 donde es secado mediante un ciclo de refrigeración con Freón para lograr una remoción total del 85% del vapor de agua contenido. Por último el biogás tratado es impulsado por el soplador BL-401 para unirse con el Gas Natural (corriente 2), y dirigirse al quemador de la caldera a través de la corriente 16. El resto del biogás que no es procesado, es dirigido por medio de la corriente 10 hacia el mechurrio F-101 donde será quemado al ambiente. El agua residual tratada y el agua empleada en la torre T-401 son transportadas al CAF a través de la corriente 17, a la siguiente etapa del tratamiento de aguas residuales.

En la Tabla N° 11, se presenta el resumen de los aspectos técnicos de mayor importancia por aplicación.

Tabla N° 11. Resumen técnico por aplicación que emplearía el Esquema # 2.

Aplicación	Beneficio	Impacto Económico	Impacto Ambiental
Caldera y Turbina de Vapor	Reintegración energética a partir de un combustible ecológico de alta calidad, acompañada de la reingeniería y modernización tecnológica en dispositivos, alcanzándose una mayor eficiencia en los sistemas existentes. Incorporación de combustibles ecológicos. Reutilización de recursos.	Ahorro en función a la sustitución parcial del Gas Natural empleado actualmente para la generación de vapor, por el biogás generado en la PTAR equivalente a 30666,82€ al año.	Reducción significativa de emisiones contaminantes a la atmósfera estimadas en el orden de 3338,97Ton de CO ₂ equivalente anuales.

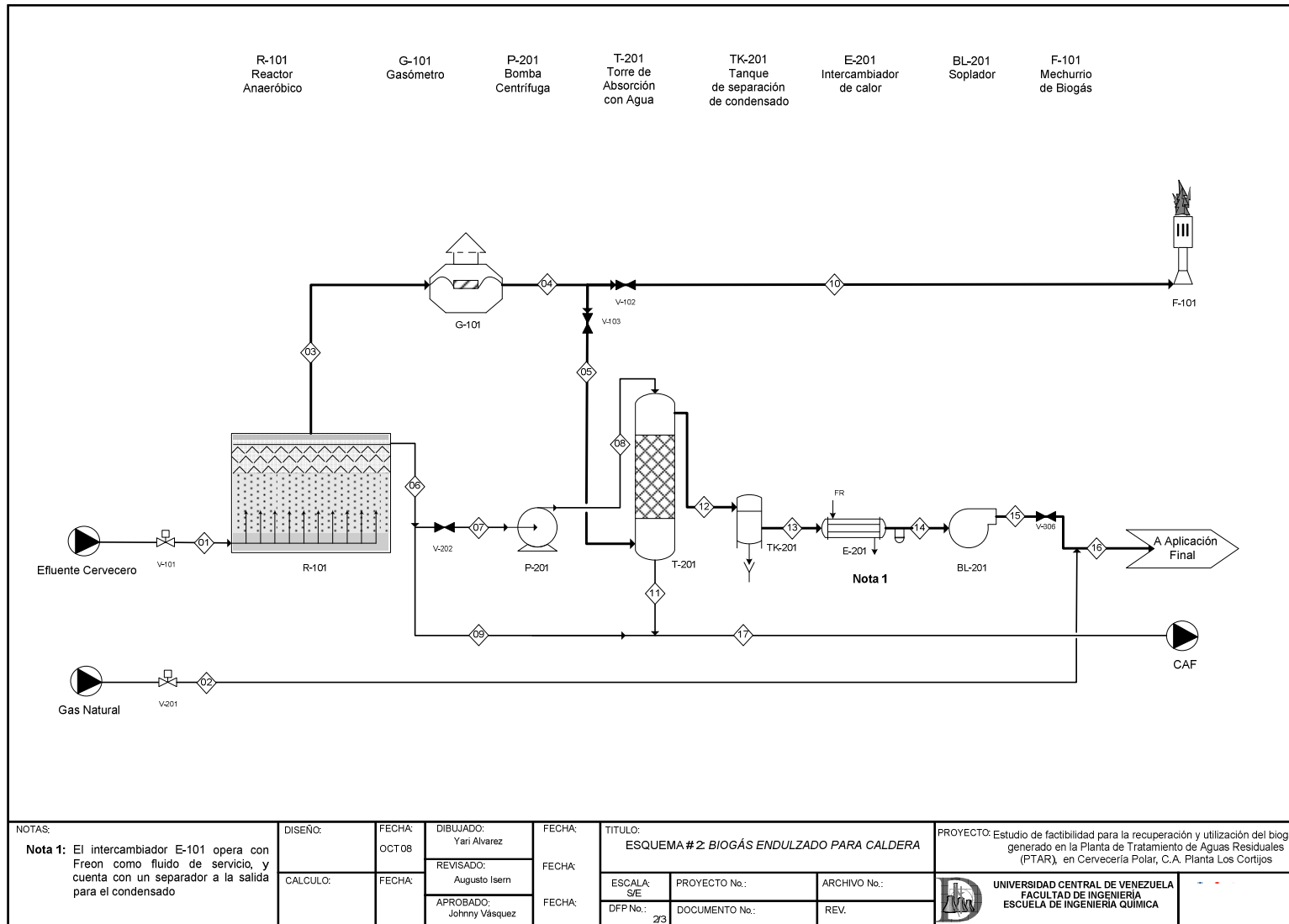


Figura N° 8. Diagrama de Flujo de Proceso General. Biogás endulzado para Caldera.

- Esquema N° 3: **Recuperación de CO₂**. (Figura N° 9).

Los gases de combustión generados a partir de la quema de biogás ingresan a la torre T-601 a través de la corriente 1 donde serán enfriados y se les removerá cualquier material particulado empleando para ello soda cáustica diluida, corriente 2. Luego, los gases son sopladados por BL-601 hasta la torre de absorción T-602 donde se pondrá en contacto a contracorriente con la MEA, la cual selectivamente capturará el 95% del CO₂ contenido en los gases de combustión, para obtener por el fondo de la torre una corriente de MEA rica en CO₂, mientras que por el tope de la misma el resto de los gases que posterior a su enfriamiento, son venteados al ambiente. La corriente de MEA rica es bombeada a través de P-602 hasta la tercera torre del sistema donde ocurre la separación o desorción del CO₂ recuperado; la corriente 7 de producto final contiene 1% de oxígeno. Por el fondo se recuperará una corriente de MEA pobre en CO₂, la cual será bombeada por P-603 de nuevo a la torre de absorción T-602 para cerrar el ciclo del proceso. La corriente de producto es enfriada en E-606 antes de ser unida con la corriente del CO₂ recuperado de la fermentación y enviada a Sala de Máquinas ó separada para su distribución y suministro al tanque de preacidificación de PTAR.

En la Tabla N° 12, se presenta el resumen de los aspectos técnicos de mayor importancia por aplicación.

Tabla N° 12. Resumen técnico por aplicación que emplearía el Esquema # 3.

Aplicación	Beneficio	Impacto Económico	Impacto Ambiental
Abastecimiento Cervecería	La obtención de un bien de mayor valor agregado, fundamental en la manufactura del producto principal de la planta. Reutilización de recursos y fuentes alternas, antes consideradas desechos. Mejora en la logística de insumos y materias primas. Posibilidad de abastecimiento a otros negocios pertenecientes a la organización.	Ahorro en función del abastecimiento parcial del CO ₂ requerido, equivalente a 24890,08€.	Reducción significativa de emisiones a la atmósfera estimadas en el orden de las 139,19 Ton de CO ₂ equivalente anuales.

Tabla N° 12. Resumen técnico por aplicación que emplea el Esquema # 3. (Cont.)

Aplicación	Beneficio	Impacto Económico	Impacto Ambiental
Tanque de Precidificación	La obtención de un producto químico necesario para el correcto funcionamiento del equipo, a fin de alcanzar su objetivo operacional.	Ahorro en función del abastecimiento parcial del CO ₂ requerido, equivalente a 3440,50 €.	Disminución significativa de emisiones al ambiente estimadas en el orden de las 19,24Ton de CO ₂ equivalente anuales.

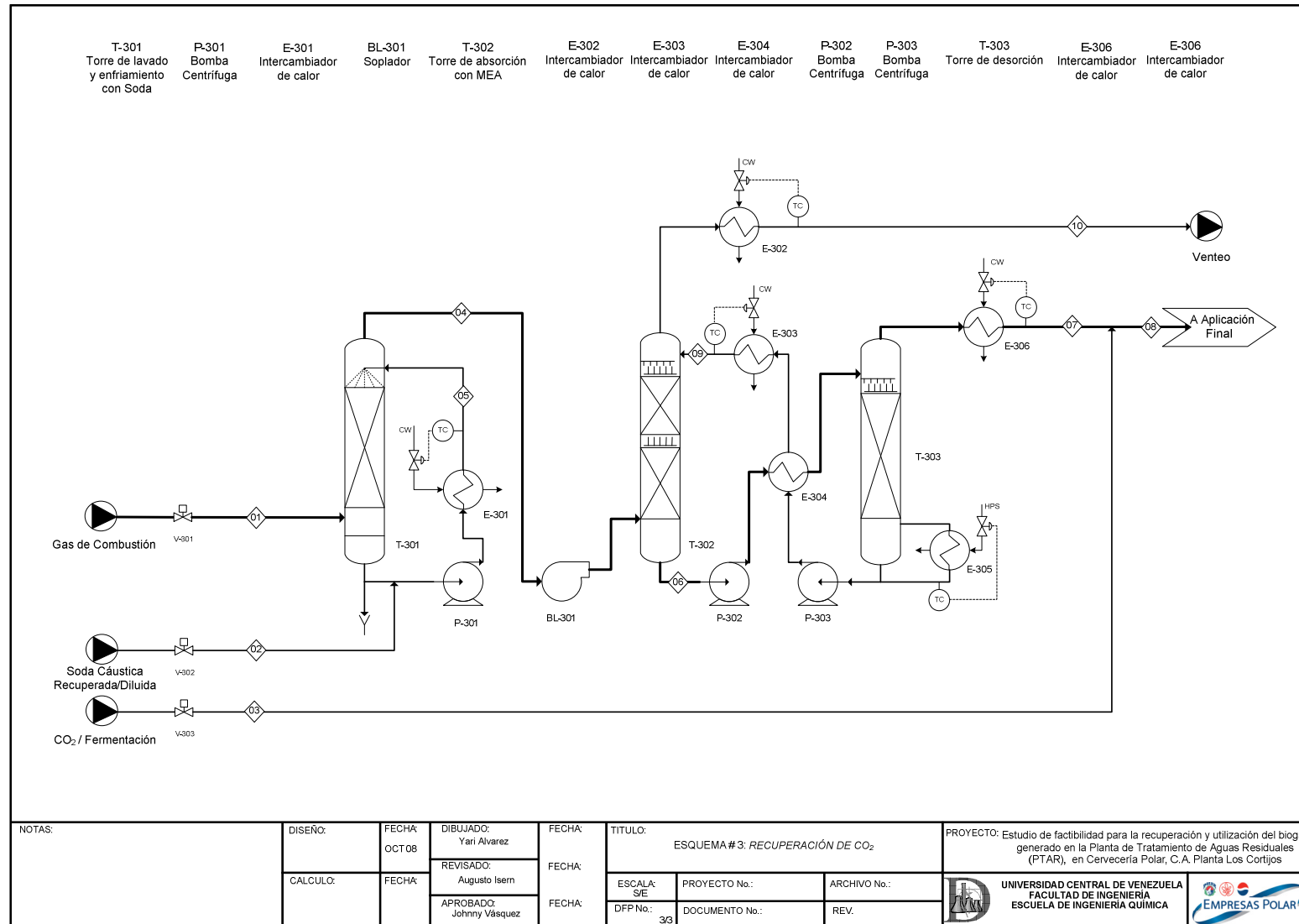


Figura N° 9. Diagrama de Flujo de Proceso General. Recuperación de CO₂.

5.5.2.- Desarrollo económico de los esquemas de aprovechamiento del biogás.

En la Tabla N° 13 se presentan los resultados del análisis económico realizado a cada una de las alternativas de reutilización del biogás. El valor del costo de los equipos principales fue obtenido mediante la solicitud de cotizaciones de las tecnologías seleccionadas a empresas especializadas en los procesos elegidos. En cuanto a los activos fijos de inversión, estos, se estimaron a partir de Capital de Inversión. Se elaboraron los flujos de caja de acuerdo a las consideraciones establecidas en el apéndice C; anexo C-2, obteniéndose el valor del indicador económico VPN para cada una de las alternativas, como una perspectiva sobre la posibilidad de invertir en alguna.

Tabla N° 13. Resumen económico de las alternativas propuestas.

Alterativa	Inversión (€)	Costos de Operación (€)	Ingresos (€)	VPN (€)	Pay Back (años)
Pilotos de Caldera	9.210	13	9,71	(51.348)	No se recupera
Pilotos de Mechurrio			10,50	(51.329)	No se recupera
Cocina			1.050,27	(28.513)	8
Caldera de Vapor Turbina de Vapor	278.385	24.995	30.666,82	(1.441.616)	No se recupera
Abastecimiento Cervecería	794.720	70.134	24.890,08	(6.022.784)	No se recupera
Tanque de Preacidificación			3.440,50	(6.506.884)	No se recupera

Como se observa en la Tabla N° 13, en la situación económica actual, donde se maneja un Índice Nacional de Precios al Consumidor acumulado del 21,8% a septiembre del año en curso y con un flujo de biogás de aproximadamente 250 m³/h no es económicamente rentable el desarrollo de alguna de las alternativas propuestas, ya que para ninguna de ellas se obtuvo un valor positivo del indicador Valor Presente Neto. Por otra parte, una fuerte atenuante para invertir en este tipo proyectos de reingeniería son los bajos precios manejados en el país para el combustible, que acompañado de la sustitución de cantidades muy pequeñas de los mismos no generan el ahorro suficiente para la recuperación a tiempo de la inversión realizada.

5.5.3.- Análisis de Sensibilidad – Escenario Económico.

Fue necesaria la realización de un análisis de sensibilidad, motivado a que los valores del indicador de VPN para ninguna de las alternativas planteadas durante el desarrollo del estudio fue mayor a cero, de acuerdo a la Tabla N° 14. Se programó entonces un flujo de caja en el software *Microsoft Excel*®, para determinar las condiciones en las que sí es atractivo económicamente desarrollarlas, a través del mismo se logró estudiar los diferentes escenarios económicos que pueden ser manejados y asumidos por la organización en función de obtener no sólo un beneficio desde el punto de vista económico, sino también estratégico en cuanto a la gestión ambiental en la reducción de emisiones al ambiente.

En la Tabla N° 14, se presenta el análisis de sensibilidad para la primera variable observada, la cual es el flujo de biogás; a través del estudio en dos situaciones económicas distintas y extremas, obteniéndose los flujos de biogás mínimos a manejar para lograr la rentabilidad de cada uno de los proyectos, estos valores conforman el rango factible de implementación facilitando una evaluación económica posterior.

Tabla N° 14. Flujo de biogás mínimo requerido para obtener rentabilidad en dos escenarios económicos diferentes.

	Alternativa	INPC (%)	
		0	30
Flujo de Biogás (m ³ /h)	Caldera de Vapor	649,57	895,62
	Turbina de Vapor	649,57	895,62
	Abastecimiento Cervecería	1808,84	1,5,E+14
	Pilotos de Mechurrio	19,42	19,55
	Cocina	19,42	19,55
	Pilotos de Caldera	0,02083	0,02097
	Tanque de Preacidificación	1808,84	1,5,E+14

Se observa en la Tabla N° 14 que algunos flujos se encuentran por encima del suministro disponible de 250 m³/h, lo que condicionaría a la PTAR a generar mayores cantidades de biogás, y para tal fin sería necesario manejar volúmenes superiores de agua residual. También se observan flujos menores al disponible, para este caso se esperaría un incremento en el suministro de demanda de la alternativa que alcance estos valores de flujo de biogás.

La segunda variable estudiada fue el %INPC, con el objetivo de obtener el valor máximo de inflación tolerado por la alternativa que garantizase una rentabilidad económica y su sustentabilidad a futuro, en base al flujo de biogás requerido. En la Tabla N° 15 se muestran los porcentajes calculados para cada una de las alternativas, observándose que para los valores actuales de suministro de biogás requerido en cualquiera de los casos el %INPC deberá ser menor a cero, lo cual es inconcebible que esto suceda; coincidiendo a su vez con los valores negativos obtenidos en los VPN de los flujos de caja de todas las alternativas.

Tabla N° 15. Inflación máxima tolerada al flujo de biogás requerido para obtener rentabilidad económica.

Alternativa	Flujo de biogás (m ³ /h)	% máximo de INPC tolerado
Caldera de Vapor	250	(2,89)
Turbina de Vapor	250	(2,89)
Abastecimiento Cervecería	343	(2,97)
Pilotos de Mechurrio	8,56E-02	(4,19)
Cocina	8,56	(4,00)
Pilotos de Caldera	8,63E-05	(4,19)
Tanque de Preacidificación	47,28	(3,03)

La última variable analizada fue el precio del insumo, realizándose el mismo ejercicio para determinar el mínimo precio atractivo que ofrezca rentabilidad económica a los proyectos. En la Tabla N° 16 se presentan los precios calculados de los insumos a las condiciones de flujo e inflación a las que se elaboraron los flujos de caja de las alternativas; observándose que para el propano el porcentaje de incremento alcanza el 24226%, en el precio del CO₂ se necesitaría de un 975% de incremento, y para el precio del gas natural se requeriría de un incremento del 218%. Sería adecuado realizar un estudio de mercado para estos productos, con la finalidad de conocer si éstos en el futuro podrían alcanzar tales precios, o saber cual es el precio máximo que alcanzarán realmente.

Tabla N° 16. Precio mínimo requerido de los insumos para obtener rentabilidad económica en la implementación de las alternativas.

Insumo	Precio Actual	Precio mínimo requerido
Propano	38,83 €/m ³	9.444,85 €/m ³
Gas Natural Nacional	0,016 €/m ³	0,051 €/m ³
Dióxido de Carbono	178,82 €/Ton	1.922,38 €/Ton

Adicionalmente en el análisis de sensibilidad, se estudió la rentabilidad económica del esquema *Biogás endulzado para caldera* empleando el precio internacional del Gas Natural; el flujo de caja elaborado se encuentra en el anexo C-6, así como un histórico del precio en Estados Unidos del Gas Natural en un período de cinco años. En la Tabla N° 17 se presenta el resumen económico, que para un precio promedio de 0,404 €/m³ el indicador de VPN es positivo alcanzando los 14576638 €; por lo que se esperaría que este tipo de proyectos fuese muy atractivo económica y ambientalmente si en Venezuela existieran precios internacionales para el combustible.

Tabla N° 17. Resumen económico de las alternativas Caldera y Turbina de Vapor, evaluando el precio Internacional de Gas Natural.

Alterativa	Inversión (€)	Costos de Operación (€)	Ingresos (€)	VPN (€)	Pay Back (años)
Caldera de Vapor	278.385	24.995	760.634,48	14.576.638	1
Turbina de Vapor					

5.6.- Comparación de las alternativas de aprovechamiento – Matriz de Selección y Evaluación.

Como culminación del estudio, se construyó la Matriz de Evaluación y Selección. Se describe a continuación cada uno de los factores considerados en la selección de una alternativa para la recuperación y utilización del biogás generado en PTAR; dichos criterios están basados en las oportunidades de implementación por parte de la organización de los esquemas desarrollados, de modo que se obtenga una evaluación lo más objetiva y técnicamente aceptable.

- *Disponibilidad de Dispositivos*; la existencia de los equipos, logística de distribución (red de tuberías) e infraestructura, facilitan la implementación de algún esquema de aprovechamiento de biogás.
- *Aplicabilidad Técnica*; si es necesaria una reingeniería para la transformación o adaptación de los equipos y sistemas actuales presentes en la Planta Los Cortijos, se determinará el riesgo tecnológico que implicaría dichas acciones.
- *Porcentaje de Utilización Biogás*; como la cantidad de biogás que es aprovechada en cualquiera de las aplicaciones, donde un mayor porcentaje indicaría su óptima reutilización.
- *Rentabilidad Económica*; realizado el análisis técnico-económico de los esquemas, el indicador VPN expondrá la posibilidad real de invertir en la implementación de un sistema de reutilización de biogás, que al obtener un valor positivo del mismo represente un atractivo beneficio económico.
- *Pay-Back*; la recuperación de la inversión inicial realizada, en el menor tiempo posible es requisito fundamental para su consideración en los planes de inversión de la organización.
- *Impacto ambiental*; una consideración principal en las alternativas a evaluar es el impacto que estas introducirían al entorno con respecto a la mitigación de emisiones contaminantes al medio ambiente, teniendo en cuenta la importancia del valor agregado en el esquema.

Definidos los factores, se elaboró la matriz de priorización en la que estos fueron comparados unos con otros de acuerdo a su importancia asignándole 0; 1 ó 0,5 dependiendo de la evaluación, con lo que se obtiene un subtotal por cada factor el

cual es convertido a porcentaje, y finalmente se determina el grado de importancia de cada factor, como se muestra seguidamente en la Figura N° 10.

	1	2	3	4	5	6	Subtotal	%
1 Disponibilidad de Dispositivos		0,5	1,0	0,0	0,5	0,5	2,5	16,56
2 Aplicabilidad Técnica	0,5		1,0	0,5	0,5	0,5	3,0	19,87
3 Porcentaje de Utilización Biogás	0,0	0,0		0,0	0,5	0,5	1,0	6,62
4 Rentabilidad Económica	1,0	0,5	1,0		1,0	0,0	3,5	23,18
5 Impacto ambiental	0,5	0,5	0,5	0,1		1,0	2,6	17,22
6 Pay-Back	0,5	0,5	0,5	1,0	0,0		2,5	16,56
Total							15,1	100

1 Rentabilidad Económica	23,18
2 Aplicabilidad Técnica	19,87
3 Impacto ambiental	17,22
4 Disponibilidad de Dispositivos	16,56
5 Pay-Back	16,56
6 Porcentaje de Utilización Biogás	6,62
	100

Figura N° 10. Matriz de priorización de los criterios de selección.

El escalamiento de los factores se determinó en ajuste al indicador más adecuado para cada uno de ellos. Cuantitativamente para el factor Rentabilidad Económica se empleo el VPN; el Impacto Ambiental se graduó a través de las toneladas de dióxido de carbono que dejaban de emitirse al ambiente anualmente; para el factor Pay-Back se utilizó el número de años que dura el estudio para la recuperación de la inversión y por último para el Porcentaje de Utilización se tomo el 100% como máximo. Por otra parte, cualitativamente se gradaron los factores de Aplicabilidad Técnica y Disponibilidad de Dispositivos con baja, regular, buena, muy buena y excelente; ninguno, accesorios, equipos secundarios, equipos principales y todos, respectivamente. Obteniéndose una ficha de evaluación general presentada a continuación en la Tabla N° 18.

Tabla N° 18. Escala de ponderación de los criterios de selección.

Variable Considerada	Ponderación 1		Ponderación 2		Ponderación 3		Ponderación 4		Ponderación 5	
Rentabilidad Económica	VPN<-5000€	4,64	VPN<0	9,27	VPN=0	13,91	VPN>0	18,54	VPN>5000€	23,18
Aplicabilidad Técnica	Baja	3,97	Regular	7,95	Buena	11,92	Muy Buena	15,89	Excelente	19,87
Impacto ambiental	De 0 a 50 Ton	3,44	De 50 a 100 Ton	6,89	De 100 a 150 Ton	10,33	De 150 a 200 Ton	13,77	Mayor a 200 Ton	17,22
Disponibilidad de Dispositivos	Ninguno	3,31	Accesorios	6,62	Equipos Secundarios	9,93	Equipos Principales	13,25	Todos	16,56
Pay-Back	No se recupera la inversión	3,31	De 6 a 8 años	6,62	De 4 a 6 años	9,93	De 2 a 4 años	13,25	De 0 a 2 años	16,56
Porcentaje de Utilización Biogás	De 0 a 20%	1,32	De 20 a 40%	2,65	De 40 a 60%	3,97	De 60 a 80%	5,30	De 80 a 100%	6,62

Se realizó la ponderación de cada una de las alternativas propuesta de acuerdo a la matriz de evaluación y selección elaborada, como se presenta en la Tabla N° 19, con la que se obtiene la jerarquización de las mismas, mostrada en la Tabla N° 20.

Tabla N° 19. Matriz de Evaluación y Selección de las alternativas propuestas.

Criterio	Alternativa						
	Rentabilidad Económica	Aplicabilidad Técnica	Impacto ambiental	Disponibilidad de Dispositivos	Pay-Back	Porcentaje de Utilización Biogás	Total
Pilotos de Caldera	4,64	19,87	3,44	6,62	3,31	1,32	39,2
Pilotos de Mechurrio	4,64	19,87	3,44	16,56	3,31	1,32	49,14
Cocina	4,64	15,85	10,33	3,31	6,62	1,32	42,07
Caldera de Vapor	4,64	11,92	17,22	9,93	3,31	6,62	53,64
Turbina de Vapor	4,64	11,92	17,22	9,93	3,31	6,62	53,64
Abastecimiento Cervecería	4,64	15,89	13,77	6,62	3,31	6,62	50,85
Tanque de Preacidificación	4,64	7,95	3,44	3,31	3,31	2,65	25,3

Tabla N° 20. Jerarquización de alternativas propuestas para la utilización de biogás.

1	Caldera de Vapor	53,64
2	Turbina de Vapor	53,64
3	Abastecimiento Cervecería	50,85
4	Pilotos de Mechurrio	49,14
5	Cocina	42,07
6	Pilotos de Caldera	39,20
7	Tanque de Preacidificación	25,30

De acuerdo a la jerarquización obtenida el esquema de aprovechamiento con las mejores características para ser implementado en la Planta Los Cortijos de Cervecerías Polar C.A. es el *biogás endulzado para caldera*, con la mayor ponderación de 53,64 puntos. En contraparte, se encuentra la situación de que ninguna de las aplicaciones presentó un VPN positivo, por lo que siendo la rentabilidad económica el factor de mayor valor para la matriz con un 23,18%, entonces serán descartadas la totalidad de las alternativas.

Cabe destacar que la elaboración de la matriz de evaluación y selección, al momento en que los VPN en los flujos de cajas de las alternativas fueron negativos, ya no era necesaria. Con la finalidad de constatar que la alternativa más apropiada desde todos los puntos de vista era el quemar el biogás en las calderas se decidió desarrollar el objetivo.

En vista de que ninguno de los esquemas estudiados representan una alternativa atractiva, desde la perspectiva ambiental y también de la económica, no se puede sugerir a la organización la implementación de un esquema para la reutilización del biogás generado en la PTAR. Como consecuencia de lo anterior no es posible realizar los Diagramas de Tuberías e Instrumentación para la alternativa que obtuvo el mayor valor a través de matriz de selección.

CONCLUSIONES

- El flujo máximo de biogás que se puede obtener a las condiciones actuales en las que opera la PTAR es de 343 m³/h.
- El biogás generado en la Planta Los Cortijos de Cervecerías Polar C.A. puede ser considerado un combustible de alta calidad.
- Los usuarios potenciales para la implementación de un esquema de aprovechamiento de biogás son Sala de Máquinas, PTAR y el Comedor de Planta Los Cortijos.
- Los esquemas de aprovechamiento de biogás identificados son: Distribución de Biogás directo del reactor, el Biogás endulzado para caldera y la Recuperación de CO₂.
- Considerando el bajo costo de la energía en Venezuela, no es económicamente viable invertir en trabajos de reingeniería para adecuar los procesos existentes al uso de biogás como combustible.
- Desde el punto de vista ambiental, tomando en cuenta la reducción de emisiones de CO₂ y considerando el uso del mismo en los procesos, es factible recuperar el dióxido de carbono de la combustión del biogás para su posterior aprovechamiento. La reducción alcanza las 139,19 toneladas de CO₂ al año.
- Considerando la importancia de utilizar los recursos energéticos de la manera más eficiente posible la alternativa de enviar el biogás para ser quemado en las calderas es la más adecuada, de acuerdo a la matriz de evaluación y selección con 53,64 puntos.

RECOMENDACIONES

- Estudiar a futuro la implementación de alguno de estos esquemas en función a una nueva perspectiva económica del país, en miras al posible incremento en los precios del combustible.
- Estudiar la factibilidad de combinar los esquemas de *biogás endulzado para calderas y recuperación de CO₂*, considerando la recuperación de este último a partir de los gases de combustión generados en las calderas de la Planta Los Cortijos de Cervecerías Polar C.A., con miras al autoabastecimiento de los Negocios de Empresas Polar.
- La búsqueda continúa de nuevas tecnologías que puedan ser aplicadas en pro de mejoras a los procesos ya existentes en la planta, para el desarrollo de mecanismos limpios de producción contribuyendo así a la mitigación de emisiones contaminantes al ambiente.

GLOSARIO

Bolones: fragmentos de roca entre 80 y 300mm.

CHIP: o circuito integrado, es una pastilla muy delgada en la que se encuentra una enorme cantidad de dispositivos microelectrónicos.

Demanda bioquímica de oxígeno (DBO): cantidad de oxígeno requerido por las bacterias para estabilizar la materia orgánica susceptible a degradación bajo condiciones aerobias, en un tiempo dado y a una temperatura dada. Reproduce el consumo de oxígeno en el medio natural.

Demanda química de oxígeno (DQO): medida del oxígeno equivalente a la cantidad de materia orgánica susceptible a oxidación mediante un agente oxidante fuerte. Este valor es mayor que la DBO porque se oxida también la materia orgánica que no es atacada por los microorganismos.

Eutrofización: proceso natural y/o antropogénico que consiste en el enriquecimiento de las aguas con nutrientes, a un ritmo tal que no puede ser compensado por la mineralización, de manera que la descomposición del exceso de materia orgánica produce una disminución del oxígeno en las aguas profundas.

Filtro Precolador: filtro de contacto; consiste en un lecho formado por un medio sumamente permeable al que los microorganismos se adhieren y a través del cual se filtra el agua residual.

Formiato: Cualquier sal o éster del ácido fórmico. Producto de la fermentación, el cual también es transformado en metano.

Floculación: proceso químico mediante el cual, a través de la adición de sustancias denominadas floculantes, se aglutina las sustancias coloidales presentes en el agua residual facilitando de esta forma su decantación y posterior filtrado.

Gasoil: También denominado diesel, es un líquido de color blanuzco o verdoso compuesto principalmente por parafinas. Se obtiene de la destilación del petróleo o a partir de aceites vegetales.

GLP: Combustible compuesto por 80% de Propano y 20% de Butano.

Grupos fisiológicos de bacterias: Son los diferentes estados fisiológicos en que se encuentran las bacterias, ya que las especies de microorganismos difieren en su susceptibilidad a los agentes químicos y físicos.

Levadura cervecera: La levadura cervecera es un hongo unicelular que se nutre de los azúcares fermentables contenidos en el mosto produciendo alcohol etílico y dióxido de carbono, bajo la liberación de energía.

Lodo Anaeróbico: Es el gránulo formado por las diferentes bacterias anaeróbicas que participan en la degradación de la materia orgánica, los cuales al reproducirse regeneran la cama de lodo dentro del reactor.

Mosto: Fracción líquida obtenida en la cuba de filtración, procedente de la maceración preparada a partir de la molienda de las materias primas (cebada malteada, hojuelas de maíz y adjuntos) y agua.

Nepe: Conocido también como afrecho, es la fracción insoluble obtenida en la cuba de filtración, luego de su separación del mosto. Comúnmente utilizado como aditivo para la fabricación de alimento para animales.

Outsourcing: Es la subcontratación de un proceso, como un producto diseñado o manufactura por una compañía de tercer parte.

Quemador: Componente de la caldera de vapor que mezcla y dirige el chorro de combustible y aire para asegurar una combustión rápida y completa. Este dispositivo puede quemar combustible líquido, gaseoso o ambos (excepcionalmente también sólido).

SAP R/3: Es un sistema integrado de gestión que permite controlar todos los procesos que se llevan a cabo en un empresa, a través de módulos. El R/3 es un “Enterprise Resource Planning” que opera utilizando el principio cliente/servidor aplicado a varios niveles.

Siloxanos: Son compuestos organo-silicatos, generados a partir de la transformación de siliconas durante la fermentación.

Vahos: Son los malos olores generados en el espacio vacío del tanque de preacidificación y en el tope de los reactores UASB, los cuales son manejados por un sistema de recolección que los dirige hacia su tratamiento para eliminar el H₂S contenido en ellos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Zapata, A. (1998). Utilización del biogás para generación de electricidad. [Documento en línea]. Research-Energy. Centre for Research on Sustainable Agricultural Production Systems (CIPAV), CO. Disponible: <http://www.cipav.org.co/cipav/resrch/energy/alvaro1.htm>. [Consulta: 2008, marzo 07].
2. Barelli, D. y colaboradores. (2005). Economical and environmental analysis of a biogas plant within the context of a real farm. The Royal Veterinary and Agricultural University. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.kursus.kvl.dk/shares/ea/03Projects/32gamle/>. [Consulta: 2008, marzo 10].
3. Coto, J.E. y colaboradores. (2007). Implementación de un sistema para generar electricidad a partir de biogás en la finca pecuaria integrada de EARTH. *Tierra Tropical, Sostenibilidad, ambiente y sociedad*, 3 (2): 129-138.
4. Romeo, L. y colaboradores. (2007). Integration of power plant and amine scrubbing to reduce CO₂ capture costs. *Science Direct, Applied thermal engineering*, 28 (2008): 1039-1046.
5. Comisión Venezolana de Normas Industriales. Covenin 2634-2002. Aguas naturales, industriales y residuales. Definiciones. 1^{ra} Revisión. 2002.
6. EMPRESAS POLAR. (Agosto de 1999). Tratamiento anaeróbico-Teoría. Trabajo no publicado. Net-Polar. [Documento en línea]. Disponible: <http://portal-aplicaciones/gotas/P.T.A.R/anaeróbico/anaerobico%20teoria.htm>. [Consulta: 2008, marzo 07].

7. METCALF & EDDY, INC. (1995). Ingeniería de aguas residuales. Tratamiento, vertido y reutilización, vol.I. España: McGraw-Hill. 505 p.
8. EcoAmerica. (2007). Tratamiento biológico de aguas residuales. Revista EcoAmerica, 66 (Abril): 18-22.
9. Walsh y colaboradores. (1988). Handbook on biogas utilization. Georgia Institute Technology. Atlanta: GA. 133 p.
10. EBC and Fachverlang Hans Carl. (2003). Brewery Effluent, Manual of Good Practice. Germany: Reichardt-Duck GmbH. 161 p.
11. PAQUES B.V. (1994). PAQUES Information Package. Manual no publicado. BIOPAQ®-Anaerobic Treatment Plant. 409 p.
12. EMPRESAS POLAR. (Agosto de 1999). Tratamiento anaeróbico-Diseño. Trabajo no publicado. Net-Polar. [Documento en línea]. Disponible: <http://portal-aplicaciones/gotas/P.T.A.R/anaeróbico/anaerobico%20diseño.htm>. [Consulta: 2008, marzo 07].
13. Wellinger, A. y Lindeberg, A. (2000). Biogas upgrading and utilization. Task 24: Energy from biological conversion of organic waste. Francia: IEA Bioenergy. 20 p.
14. METCALF & EDDY, INC. (1995). Ingeniería de aguas residuales. Tratamiento, vertido y reutilización, vol.II. España: McGraw-Hill. 978 p.
15. Pérez, J. y colaboradores. (1997). Evaluación técnico-económica de dos alternativas de aprovechamiento de biogás en un relleno sanitario. Dirección Técnica de Desechos Sólidos, Departamento del Distrito

- Federal. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.femisca.org/publicaciones/XIcongreso/ManejoResiduos.html>. [Consulta: 2008, abril 24].
16. Ochoa, R. (2003). Absorción como una alternativa de ahorro de energía. [Documento en línea]. Disponible: http://www.ase.org/uploaded_files/mexico/Ocho-%20Absorcion%202003.pdf. [Consulta: 2008, junio 08].
17. Pérez, R. y Uribe, C. (2006). Determinación del potencial de aprovechamiento del metano proveniente del relleno sanitario curva de rodas para su inyección al sistema de distribución de gas natural del Valle de Aburrá. Trabajo de grado para optar al título de Magíster en Sistemas Energéticos. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín, Colombia.
18. Baca U., G. (1995). Fundamentos de Ingeniería Económica. 4ta Edición. México: McGraw-Hill. 339 p.
19. Umaña G., J. (2002). Método de evaluación y selección de sitio para relleno sanitario. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.bvsde.paho.org/bvsaidis/mexico26/iv-080.pdf>. [Consulta: 2008, Abril 02].
20. PAQUES B.V. (2008). BIOPAQ ® UASB anaerobic treatment. [Página Web en línea]. Disponible: <http://www.paques.nl/>. [Consulta: 2008, Junio 07].
21. Perry, R. (2007). Manual del Ingeniero Químico. 6ta. Ed. McGraw – Hill. New York. 3 (9): 43.

22. Textos científicos. (2007). Combustibles gaseosos. Disponible: <http://www.textoscientificos.com/energia/combustibles/gaseosos>. [Consulta: 2008, junio 15].
23. Navaratnasamy, M. y colaboradores. (2008). Biogas: cleaning and uses. *Agdex*, 768 (5): 1-3.
24. EMPRESAS POLAR. (Julio de 2007). Operación PTAR (Planta Los Cortijos). Instructivo. [Documento en línea]. Disponible: <http://portal.netpolar.com/irj/go/km/docs/documents/Empresas%20Polar/Documentos%20de%20Proceso/Corveza%20y%20Malta/CERVECERIA%20POLAR/Servicios%20Tratamiento%20de%20Agua/Instructivos%20PTAR/OPERACION%20PTAR%20CORTIJOS.doc>. [Consulta: 2008, Octubre 10].
25. EMPRESAS POLAR. (Octubre de 2008). Sistema I-Fix PTAR. [Consulta: 2008, Octubre 10].
26. EMPRESAS POLAR. (Octubre de 2008). Software SAP R/3. [Consulta: 2008, Mayo 26].
27. CONFEDERACIÓN VENEZOLANA DE INDUSTRIALES. Nuevos precios del Gas Natural. [Documento en línea]. Disponible: <http://conindustria.org/web2005/Nuevas%20Tarifas%20del%20Gas%20Metano%20-%20Febrero%202006.pdf>. [Consulta: 2008, Octubre 13].
28. BANCO CENTRAL DE VENEZUELA. (Octubre de 2008). Indicadores. Disponible: <http://www.bcv.org.ve/index.asp>. [Consulta: 2008, Septiembre 26].

29. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). U.S. Energy Nominal Prices. Disponible: http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/STEO_Query/steotables.cfm?periodType=Annual&startYear=2004&startMonth=1&endYear=2008&endMonth=12&tableNumber=8#. [Consulta: 2008, Octubre 13].

ANEXO A
DATA BIOGÁS

ANEXO A-1
PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

Tabla A1-1. Biogás generado semanalmente de acuerdo a la producción de cerveza envasada. Año 2007. ⁽²⁶⁾

Semana	Producción Envasado (HL)	Efluente Cervecerero (m ³)	By Pass (m ³)	DQO Promedio (mg/L)	Biogás (m ³)
1	63.991	22.573	1.383	4.350	40.326
2	78.279	41.544	10.029	2.960	36.207
3	81.480	47.280	3.050	3.480	33.970
4	79.975	24.179	6.264	3.480	36.671
5	76.364	50.444	2.054	6.480	39.930
7	78.065	28.588	381	2.180	40.113
8	48.554	16.699	1.698	1.720	31.473
9	78.675	27.442	3.403	5.920	32.650
10	86.138	39.460	527	2.495	31.373
12	83.897	40.233	3.717	1.865	63.526
13	77.796	23.668	7.523	3.170	23.416
14	33.841	13.044	1.808	2.360	16.776
15	74.406	27.147	2.969	2.995	34.023
16	54.736	20.229	4.720	1.465	19.739
17	72.490	21.796	4.923	5.525	24.994
18	63.127	22.357	1.571	8.710	26.707
19	81.405	22.795	6.754	1.590	35.136
21	80.332	24.376	4.265	2.485	29.324
22	76.026	21.738	7.805	4.970	24.994
23	81.081	22.877	113	2.370	29.604
24	82.797	24.337	4.348	1.940	38.963
25	80.848	21.976	6.482	2.820	34.017
26	77.740	18.790	16.019	3.700	24.921
27	56.275	19.708	1.236	3.760	26.727
28	76.718	17.241	5.054	3.140	27.535

Tabla A1-1. Biogás generado semanalmente de acuerdo a la producción de cerveza envasada. Año 2007. (Cont.)

Semana	Producción Envasado (HL)	Efluente Cervecerero (m ³)	By Pass (m ³)	DQO Promedio (mg/L)	Biogás (m ³)
29	79.804	20.437	6.161	2.730	27.708
30	74.999	20.603	2.391	3.000	31.665
31	77.257	24.061	1.867	5.658	25.511
32	74.508	19.997	7.366	2.155	20.993
33	75.499	20.100	3.987	3.245	29.587
34	86.765	25.004	3.948	5.845	31.572
35	83.804	23.634	1.376	7.450	42.489
36	63.068	20.339	4.181	8.350	61.208
37	67.932	24.137	2.249	2.710	39.159
38	67.876	23.811	1.204	4.635	38.964
39	73.973	23.832	2.448	2.735	36.859
40	75.100	20.015	7.489	3.035	38.219
42	77.555	23.964	5.102	2.572	63.425
43	63.287	25.436	2.640	4.280	41.206
44	51.171	16.204	7.418	8.560	19.281
45	75.750	19.751	9.114	3.990	24.206
46	60.454	21.601	5.361	2.610	26.271
47	59.001	24.242	2.672	1.560	42.432
48	54.593	22.588	2.549	1.560	27.663
49	70.291	11.365	4.072	1.580	14.653
50	77.496	26.196	3.224	2.135	37.704
51	73.601	26.593	4.163	2.450	45.993
52	42.881	16.482	1.632	2.450	28.261

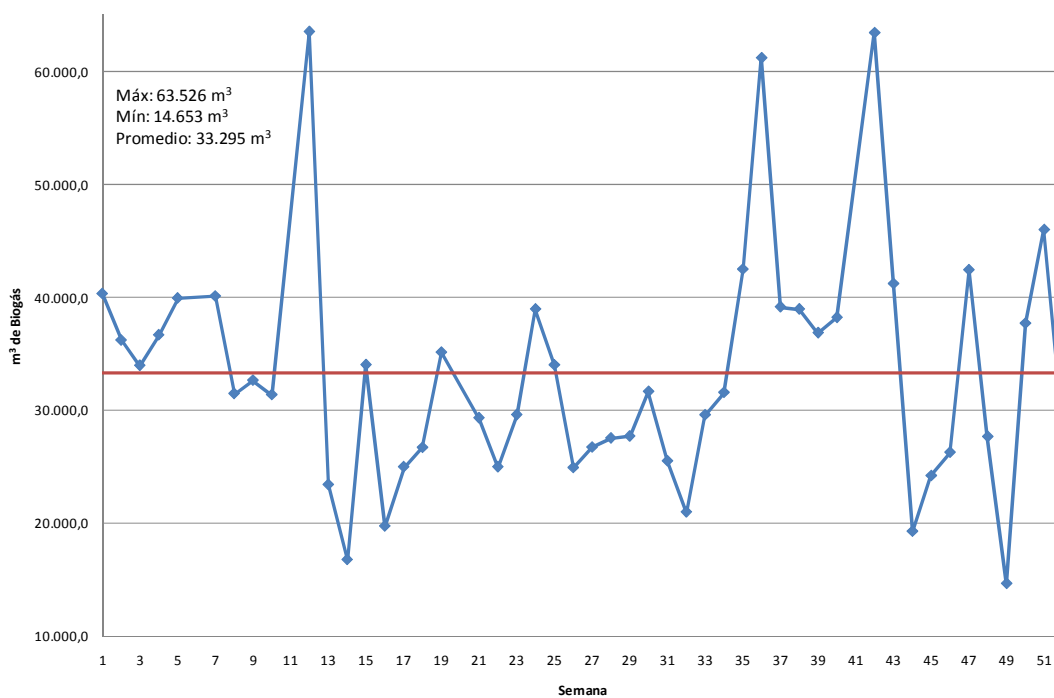


Figura A1-1. Generación de Biogás. Año 2007.

ANEXO A-2
INFORME DE RESULTADOS DE ANALISIS
COMMISSIONING ATI

**“ANÁLISIS CUANTITATIVO Y
CUALITATIVO DE BIOGÁS EN
EL REACTOR DEL EDIFICIO PTR”**



CLIENTE : CERVECERÍA POLAR, C.A.

INFORME N° : 1498

SEPTIEMBRE, 2.008

COMMISSIONING A.T.I., C.A.
Centro Alca, Torre C, Piso 4, Ofic. C-4-4.
Av. Rómulo Gallegos, Urb. Horizonte,
Caracas 1070, Venezuela.
R.I.F. J-00295061-7

Tel./Fax: (0212) 234.5406
(0212) 234.8568
(0212) 232.7169
Email: comati@carib.net



1. METODOLOGÍA EMPLEADA

La metodología empleada para la determinación de las concentraciones de Metano (CH_4), Dióxido de Carbono (CO_2), Sulfuro de Hidrógeno (H_2S), Dióxido de Azufre (SO_2) y Óxidos de Nitrógeno (expresados como NO_2), en el Biorreactor fue la siguiente:

1.1 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS.

El análisis se realizó en el transcurso del día 16/09/08, obteniéndose un total de dos (2) muestras en Bolsas Tedlar para la cuantificación y caracterización de cada contaminante presente en la composición del biogás.

Para la determinación de la concentración de Metano (CH_4), Se utilizó un analizador que opera bajo el principio de Fotoionización de llama llamado MICROFID. Para la determinación de Dióxido de Carbono (CO_2), Sulfuro de Hidrógeno (H_2S), Dióxido de Azufre (SO_2) y Óxidos de Nitrógeno (expresados como NO_2) se empleó un equipo automático dotado de celdas electroquímicas previamente calibradas con gases patrones certificados, sensibles a cada uno de los contaminantes antes mencionados.

COMMISSIONING A.T.I., C.A.
 Centro Alca Torre C, Piso 4, Ofic. C-4-4.
 Av. Rómulo Gallegos, Urb. Horizontis,
 Caracas 1070, Venezuela.
 R.I.F. J-00295061-7

Tel./Fax: (0212) 234.5406
 (0212) 234.8566
 (0212) 232.7189
 Email: comati@carb.net



2. RESULTADOS

Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

TABLA N° 1
BIORREACTOR

Fecha de Muestreo:		Diámetro (m):		Alcance Muestreo (m):	
El 16/09/2008		0,20		0,00	
CARACTERÍSTICAS GENERALES					
PARÁMETROS	MUESTREO N°		PROMEDIO		
	1	2			
Diferencia de Presión (hPa)					
Velocidad del Gas en el Ducto (m/s)					
Temperatura Promedio del Gas (°C)					
Flujo de Gas en el Ducto (m³/h)					
Humedad del Gas (%)					
Flujo de Gas Normalizado (m³/h) (est).					
Peso Molecular					
Densidad del Gas (kg/m³)					
CONCENTRACIÓN DE PARÁMETROS EVALUADOS					
PARÁMETROS	MUESTREO N°		PROMEDIO		
	1	2			
Día 16/09/2008	Hora de Muestreo:		09:05 - 09:20	09:05 - 09:20	
Metano (CH ₄) (%)	84,98	84,29			84,64
Dióxido de Carbono (CO ₂) (%)	14,71	14,89			14,80
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S) (%)	0,18	0,20			0,19
Dióxido de Azufre (SO ₂) (%)	0,28	0,32			0,30
Óxidos de Nitrógeno (como NO _x) (%)	0,01	0,03			0,02
Día 16/09/2008	Hora de Muestreo:				
Concentración de Partículas (mg/m³) (est)					
EMISIONES DE PARÁMETROS EVALUADOS					
PARÁMETROS	MUESTREO N°		PROMEDIO		
	1	2			
Monóxido de Carbono (CO) (kg/h) (est)					
Óxidos de Nitrógeno (como NO _x) (kg/h) (est)					
Dióxido de Azufre (SO ₂) (kg/h) (est)					
Partículas Totales (kg/h) (est)					

(est): A condiciones Estandar (25 °C y 1 atm) y a base seca.

COMMISSIONING A.T.I., C.A.
Centro Alas, Torre C, Piso 4, Ofic. C-4-4,
Av. Rómulo Gallegos, Urb. Horizonte,
Caracas 1070, Venezuela.
R.I.F. J-00295081-7

Tel./Fax: (0212) 234.5408
(0212) 234.8568
(0212) 232.7169
Email: comat@carb.net



ANEXOS

COMMISSIONING A.T.I., C.A.
Centro Alas, Torre C, Piso 4, Ofic. C-4-4.
Av. Rómulo Callegas, Urb. Horizonte.
Caracas 1070, Venezuela.
R.I.F. J-00295061-7

Tel./Fax: (0212) 234.5400
(0212) 234.8560
(0212) 232.7169
Email: comati@carib.net



ANEXO 1

LISTADO DE EQUIPOS

COMMISSIONING A.T.I., C.A.
Centro Alca Torre C, Piso 4, Ofic. C-4-4.
Av. Rómulo Gallegos, Urb. Horizontis.
Caracas 1070, Venezuela.
R.I.F. J-00295061-7

Tel./Fax: (0212) 234.5408
(0212) 234.8563
(0212) 232.7169
Email: comat@carbr.net



LISTADO DE EQUIPOS PARA EL ANÁLISIS DE BIOGÁS.

Cant.	Equipos y Herramientas
1	Analizador de gases IMR
1	Rollo de manguera de 4 mm con cable de termocupla
1	Sonda de gases Emicont 30 cm
1	Ham-pro
1	Analizador de gases Micro FID
1	Bolsa Tedlar
1	Conectores para manguera de 4 mm

Fecha: 18/09/2008

COMMISSIONING A.T.I., C.A.
Centro Alas Torre C, Piso 4, Ofic. C-4-4.
Av. Rómulo Gallegos, Urb. Horizonte.
Caracas 1070, Venezuela.
R.I.F. J-00295061-7

Tel./Fax: (0212) 234.5406
(0212) 234.8563
(0212) 232.7169
Email: comati@centv.net



ANEXO 2

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN DE EQUIPOS

COMMISSIONING A.T.I., C.A.
 Centro Alca Torre C, Piso 4, Ofic. C-4-4,
 Av. Rómulo Gallegos, Urb. Horizonta,
 Caracas 1070, Venezuela.
 R.I.F. J-00295081-7

Tel./Fax: (0212) 234.5408
 (0212) 234.8568
 (0212) 232.7189
 Email: comati@centri.net



Scott Specialty Gases		6191 EASTON ROAD, BLDG 1		PO BOX 310	
Shipped From:		PLUMSTEADVILLE PA 18949-0310		PA 18949-0310	
		Phone: 800-331-4953		Fax: 215-766-7226	
CERTIFICATE OF ANALYSIS					
INSTRU-MED			PROJECT #: 01-68363-001		
MARIO OVES			POB: P08133		
5775 OLSENDRIDGE DRIVE			ITEM #: 0104263 105		
BUILDING A - SUITE 150			DATE: 01Nov2007		
ATLANTA GA 30328					
SCOTT LOT#: 722104C			ANALYTICAL ACCURACY: +/-2%		
			PRODUCT EXPIRATION: 31Oct2009		
COMPONENT		REQUESTED GAS		ANALYSIS	
METHANE		CONC MOLES		(MOLES)	
AIR		500. PPM		500. PPM	
		BALANCE		BALANCE	
P/N MC396028					
MANUFACTURED DATE: 01Nov2007			SCOTT SIZE: 105		
APPROVED BY: <i>[Signature]</i>			[Stamp]		

COMMISSIONING A.T.I., C.A.
 Centro Alca, Torre C, Piso 4, Ofic. C-4-4.
 Av. Rómulo Callegas, Urb. Horizonte,
 Caracas 1070, Venezuela.
 R.J.F. J-00295061-7

Tel./Fax: (0212) 234.5408
 (0212) 234.8598
 (0212) 232.7189
 Email: comati@centr.net



504 Central Ave. St. Petersburg, Florida 33711 Phone 727.528.2618 800-RING-IMR FAX 727.528.2628 E-mail: info@imr.com

CERTIFICATE OF CALIBRATION

Customer: Lasfab International

Device Type: IMR 2800

Serial no.: D2803A44



Calibration Atmosphere:

Temperature: +20 °C
 Air Pressure: 1013 hPa
 Relative Humidity: 55%

Calibration Gas:

Manufacturer: Air Products
 Quality: Traceable to NIST

Cal - Gas	Gas Prepared Date	Bottle #	Stability
O2	September 18, 2007	200-52	12 months
CO	February 7, 2008	200-47-400	12 months
NO	June 27, 2008	CC-231407	12 months
NO2	June 16, 2008	CC-252105	12 months
SO2	June 27, 2008	CC-56675	12 months
H2S	October 2, 2007	CC-88768	12 months

THE PRIDE OF THE COMPANY - MADE IN USA -



COMMISSIONING A.T.I., C.A.
 Centro Alas, Torre C, Piso 4, Ofic. C-4-4.
 Av. Rómulo Callegos, Urb. Horizontis.
 Caracas 1070, Venezuela.
 R.I.F. J-00298061-7

Tel./Fax: (0212) 234.5400
 (0212) 234.8598
 (0212) 232.7189
 Email: comati@comat.net



IMR Environmental Equipment, Inc.

3034 Central Ave. St. Petersburg, Florida 33711 Phone: (727) 228-2810 800-830-8181 FAX: (727) 228-2828 E-mail: MPUSA@GTE.NET

Measured	Units	Max. Range	Standard	Measured	Difference	Accuracy
O2	%	20.9	10 %	10.1	0.1	+/- 0.2
CO	ppm	2000	400 ppm	400	0	+/- 20
NO	ppm	1000	211 ppm	213	2	+/- 10
NO2	ppm	100	39 ppm	40	1	+/- 1
SO2	ppm	4000	392 ppm	395	3	+/- 40
H2S	ppm	200	30 ppm	30	0	+/- 2
Gas Temp.	°C	1200	100	100	0	+/- 1
Gas Temp.	°C	1200	400	401	+1	+/- 3
Gas Temp.	°C	1200	800	800	0	+/- 3
Draft Press.	hPa	-20/+20	-5 / +5	-5 / +5	0 / 0	+/- 0.2
Air Temp.	°C	120	40	41	+1	+/- 1
Pump Rate	1h		97.8	97.9	+1	+/- 0.2

The following functions are tested:	Spares Part #
A/C 120/240VAC	(X)
A/C Powercord	(X) #POW T
Dust Filter	(X) # 72200
Condensation Trap	(X) # 91101
Soot Filter Paper	() #70350
Soot Comparison Scale	() # 98300
Pump	(X) # SP500
Printer Paper	(X) # 71200
D/C Charging Jack	()
Gas Sampling Probe	
Type I 250mm	(X) # 94200
Short Ambient	(X) # 92400
RS232 Interface	(X)
Memory	(X)
Battery	(X) # B 200001
Operators Manual	()
Calibration Protocol	(X)

Comments: A/C Voltage Selector is set for 230V. Please send all probes & accessories when returning your instrument to IMR for service or calibration. Thank You!

Language: English EPROM-version: 28V7A01.ENG
 Service-Phone # 800-830-8181

Technician: *W.S. Weise* Inspection: *John Anderson*

THE PRIDE OF THE COMPANY - MADE IN USA -

COMMISSIONING A.T.I., C.A.
 Centro Alca Torre C, Piso 4, Ofic. C-4-4
 Av. Rómulo Gallegos, Urb. Horizonta
 Caracas 1070, Venezuela
 R.I.F. J-00295061-7

Tel./Fax: (0212) 234.5408
 (0212) 234.8563
 (0212) 232.7169
 Email: comati@caribv.net



IMR Environmental Equipment, Inc.

3620 Central Ave. St. Petersburg, Florida 33711 Phone (727)338-2818 800-999-8891 Fax (727)338-2828 E-Mail: imr@imr.com

CERTIFICATE OF CALIBRATION

Customer : Lusfab International **Calibration Date :** 2-Jul-2008
Model # IMR 2800 **Calibration Due:** 2-Jul-2009
Serial # D2803A44 **Temperature** 20 °C
Atmospheric Pressure: 1013hPa
Relative Humidity: 55%

CERTIFIED GAS


Traceable to NIST - Air Products

Calibration Gas	Bottle-Serial-No.	Due Date
O2	200-52	September 17, 2008
CO	200-47-406	February 6, 2009
NO	CC-231407	June 27, 2009
NO2	CC-252105	June 16, 2009
SO2	CC-56675	June 27, 2009
H2S	CC-88768	October 1, 2008

CALIBRATION DATA

Measured	Units	Max. Range	Standard	Measured	Difference	Tolerances
O2	%	20.9	10 %	10.1	0.1	+/- 0.2
CO	ppm	2000	400 ppm	400	0	+/- 20
NO	ppm	3000	211 ppm	213	2	+/- 10
NO2	ppm	100	30 ppm	40	1	+/- 1
SO2	ppm	4000	392 ppm	395	3	+/- 40
H2S	ppm	200	30 ppm	30	0	+/- 2
Gas Temp	°C	1200	100	100	0	+/- 1
Gas Temp	°C	1200	400	401	+1	+/- 3
Gas Temp	°C	1200	800	800	0	+/- 3
Draft Press.	hPa	-20/+20	-5/+5	-5/+5	0/0	+/- 0.2
Air Temp	°C	120	40	41	+1	+/- 1
Pump Rate	l/h		97.8	97.9	+1	+/- 0.2

All instruments used are NIST traceable. All calibrations are performed by factory trained technicians, and instruments are maintained and calibrated in accordance with the needed requirements.

Calibrated by: 
 W.S. Weiss

Quality Control: 
 John Anderson

Date: July 2, 2008

THE PRIDE OF THE COMPANY - MADE IN USA -



COMMISSIONING A.T.I., C.A.
Centro Alca, Torre C, Piso 4, Ofic. C-4-4,
Av. Rómulo Gallegos, Urb. Horizonte,
Caracas 1070, Venezuela.
R.I.F. J-00295061-7

Tel./Fax: (0212) 234.5408
(0212) 234.8568
(0212) 232.7169
Email: comati@carib.net



ANEXO 3

REGISTRO FOTOGRÁFICO DEL ANÁLISIS

COMMISSIONING A.T.I., C.A.
Centro Alca Torre C, Piso 4, Ofic. C-4-4,
Av. Rómulo Gallegos, Urb. Horizonta,
Caracas 1070, Venezuela.
R.I.F. J-00295061-7

Tel./Fax: (0012) 234.5406
(0012) 234.8568
(0012) 232.7169
Email: comati@cantv.net



ANÁLISIS DE METANO



ANÁLISIS DE DIÓXIDO DE CARBONO, SULFURO DE HIDRÓGENO, DIÓXIDO DE AZUFRE Y ÓXIDOS DE NITRÓGENO



ANEXO A-4
VAPOR DE AGUA

Tabla A4-1. Peso en gramos de un metro cúbico de vapor de agua saturado, por metro cúbico de biogás. ⁽¹¹⁾

Temperatura (°C)	0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0
-20	1,074	0,988	0,909	0,836	0,768	0,705	0,646	0,592	0,542	0,490
-10	2,358	2,186	2,026	1,876	1,736	1,605	1,483	1,369	1,264	1,160
-0	4,847	4,523	4,217	3,930	3,660	3,407	3,169	2,946	2,737	2,540
+0	4,847	5,192	5,559	5,947	6,360	6,797	7,260	7,750	8,270	8,810
+10	9,399	10,010	10,660	11,350	12,070	12,830	13,630	14,480	15,370	16,310
+20	17,300	18,340	19,430	20,580	21,780	23,050	24,380	25,780	27,240	28,780
+30	30,380	32,070	33,830	35,680	37,610	39,630	41,750	43,960	46,260	48,670

ANEXO B
DATA REQUERIMIENTOS ESPECÍFICOS

ANEXO B-1
COMSUMO DE INSUMOS

Tabla B1-1. Consumo de insumos commodity. Año 2007. ⁽²⁶⁾

Semana	Gas Natural (m ³)	CO ₂ (Kg)	Gasoil (Lt)
1	387.844	0	0
2	393.545	0	0
3	443.319	0	0
4	380.774	0	0
5	335.096	0	2.520
6	409.563	0	0
7	356.387	0	0
8	251.458	0	0
9	508.018	0	5.700
10	426.661	31.780	0
11	452.838	15.700	0
12	553.206	15.000	8.260
13	496.781	15.960	0
14	297.758	15.960	0
15	377.549	0	0
16	368.603	40.810	0
17	436.641	20.940	0
18	386.888	0	9.520
19	501.831	78.780	0
20	529.086	0	0
21	409.106	17.820	0
22	280.298	73.480	0
23	299.814	0	0
24	351.594	21.460	0
25	335.827	0	0
26	308.711	0	640
27	261.023	0	0
28	295.576	0	0
29	321.982	0	0
30	245.447	21.480	0
31	227.628	85.300	1.360
32	288.620	0	0

Tabla B1-1. Consumo de insumos commodity. Año 2007. (Cont.)

Semana	Gas Natural (m ³)	CO ₂ (Kg)	Gasoil (Lt)
33	311.341	0	0
34	289.455	0	0
35	346.684	0	0
36	357.296	0	0
37	330.539	0	0
38	341.547	0	0
39	393.982	0	0
40	347.182	0	0
41	329.468	25.000	0
42	418.900	20.560	0
43	269.234	20.340	490
44	336.853	19.700	0
45	405.982	0	0
46	382.389	0	0
47	376.720	16.500	0
48	282.520	19.720	0
49	360.754	22.240	0
50	410.111	19.880	0
51	389.554	0	0
52	318.318	0	0

Tabla B1-2. Consumo de CO₂, para neutralización en tanque de preacidificación - PTAR. Año 2008. ⁽²⁶⁾

	CO ₂ Mensual (Kg)
Enero	861
Febrero	68
Marzo	3.350
Abril	1.841
Mayo	1.355
Junio	2.159

Tabla B1-3. Equivalencia Calorífica, Biogás/Combustibles.

Equivalencia con otros combustibles Biogás 84,64% CH ₄ (m ³)	m ³ de:
3,02	Propano
1001	Gasolina
1770	Gasoil
1,16	Gas Natural
3,20	GLP

Tabla B1-3. Cantidad de Dióxido de Carbono generado por m³ de Biogás.

Dióxido de Carbono /m ³ de Biogás (Ton)
0,000047

ANEXO B-2

CÁLCULO TIPO PARA LA DETERMINACIÓN DE REQUERIMIENTO

Determinación de la cantidad de propano consumido semanalmente por los Pilotos de las Calderas en Sala de Maquinas.

Bombonas de Gas Propano= 43 Kg.

Reemplazo de bombonas= Cada 4 meses.

Densidad del Propano a 15°C= 520 Kg/m³

$$\text{Consumo} = \frac{43\text{Kg}}{4\text{meses}} * \frac{12\text{meses}}{1\text{año}} * \frac{1\text{año}}{52\text{semana}} = 2,48 \frac{\text{kg}}{\text{semana}}$$

$$\rho = \frac{m}{V} \gg V = \frac{m}{\rho} = \frac{2,48 \frac{\text{Kg}}{\text{semana}}}{520 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}} = 0,0048 \frac{\text{m}^3}{\text{semana}}$$

$$\text{Consumo}_{\text{Propano}} = 0,0048 \frac{\text{m}^3}{\text{semana}}$$

Determinación de la cantidad de Biogás requerido semanalmente por los Pilotos de las Calderas en Sala de Maquinas.

Poder Calorífico del Propano= 2590BTU/ft³.

$$1 \text{ m}^3 \text{ Biogás} \rightarrow 30261 \text{ BTU}$$

$$x \quad \rightarrow 91453 \text{ BTU}$$

$$x = \frac{91453\text{BTU} * 1\text{m}^3 \text{ Biogás}}{30261\text{BTU}}$$

$$x = 3,02\text{m}^3 \text{ Biogás}$$

$$1\text{m}^3 \text{ Propano} \rightarrow 3,02\text{m}^3 \text{ Biogás}$$

$$0,0048 \text{ m}^3 \text{ Propano} \rightarrow x$$

$$x = \frac{3,02\text{m}^3 \text{ Biogás} * 0,0048\text{m}^3 \text{ Propano}}{1\text{m}^3 \text{ Propano}}$$

$$x = 0,0145\text{m}^3 \text{ Biogás}$$

Calculo del % de utilización de Biogás para su uso en los Pilotos de las Calderas en Sala de Maquinas.

$$\% \text{ de utilización} = \frac{0,0145\text{m}^3 \text{ Biogás}}{33294,70\text{m}^3 \text{ Biogás}} * 100$$

$$\% \text{ de utilización} = \frac{\text{Consumo Biogás Semanal}_{\text{Pilotos-Sala de Máquinas}}}{\text{Biogás Semanal Disponible}}$$

$$\% \text{ de utilización} = 0,000044\%$$

ANEXO C
DATA ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO

ANEXO C-1

CONSIDERACIONES DE LOS BALANCES DE MASA

- Consideraciones para los balances de masa de los esquemas: *Pilotos de Caldera, Pilotos de Mechurrio y Cocina.*
1. El flujo de agua residual tratado por la PTAR es el máximo posible de acuerdo a las especificaciones de carga de diseño del CAF de 220m³/h.
 2. Demanda Química de Oxígeno del agua residual tratada igual al promedio obtenido durante el año 2007 de 3535mg/L.
 3. Relación de producción de Biogás según proveedor del reactor UASB igual a 0,44m³ de Biogás/Kg de DQO.
 4. Composición másica del Biogás generado, asumiendo comportamiento de Gas Ideal para la conversión:

Componente	Fracción Másica
Metano	0,6269
Dióxido de Carbono	0,3014
Sulfuro de Hidrógeno	0,0030
Otros	0,0163
Vapor de agua	0,0524

5. No es necesaria la eliminación total de la humedad.
 6. La eliminación del sulfuro de hidrógeno no es necesaria en este tipo de aplicaciones, ya que los proveedores no presentan restricciones para el uso en dichos equipos.
- Consideraciones para los balances de masa de los esquemas: *Caldera de Vapor y Turbina de Vapor.*

Se tomarán de igual forma las consideraciones anteriores (1 a la 4) para la generación de biogás.

1. El flujo de Biogás a tratar será igual al máximo permitido por el SULFURIX™ de 250m³/h. El excedente será desviado al mechurrio para ser quemado.
 2. La eficiencia de remoción de sulfuro de hidrógeno en la torre de absorción es del 90%.
 3. Se eliminará un 34% del vapor de agua contenido en el Biogás en el equipo TK-201.
 4. Se eliminará como mínimo el 85% del vapor de agua restante en el Biogás en el equipo E-201.
 5. Se mezclarán las corrientes de Gas Natural (PDVSA Gas) y Biogás tratado, antes de la entrada al quemador de la caldera de vapor.
- Consideraciones para los balances de masa de los esquemas: *Abastecimiento Cervecería y Tanque de Preacidificación.*

Se tomarán de igual forma las consideraciones 1 a la 4 del primer apartado del anexo, para la generación de biogás.

1. Se parte de la composición del Biogás generado, para obtener la composición del Gas de Combustión.

Composición	Fracción Másica
O ₂	0,0577
CO ₂	0,1296
SO ₂	0,0003
NO ₂	0,0002
N ₂	0,7184
H ₂ O	0,0936

2. El Biogás es quemado con un exceso de oxígeno del 35%.
3. El equipo T-401 es sólo para enfriamiento y eliminación de posibles partículas sólidas.

4. Torre de absorción isotérmica y atmosférica.
5. Solución acuosa al 20 % de MEA máxima concentración recomendada. ⁽¹⁷⁾
6. Relación en CO₂/MEA en la torre de absorción es 1mol de CO₂/mol de MEA.
(17)
7. El flujo de MEA es tal que su concentración es constante.
8. La eficiencia de captura del CO₂ del sistema es de 95%.
9. Corriente de producto contiene 1% de oxígeno, especificaciones del proveedor.
10. Todo el vapor de agua contenido en el gas de alimentación permanece con el producto.

ANEXO C-2

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO – ALTERNATIVAS

Se presentan a continuación los Diagramas de Flujo de Proceso generados de acuerdo a cada una de las aplicaciones propuestas; el balance de masa de las corrientes se presenta conjuntamente al mismo.

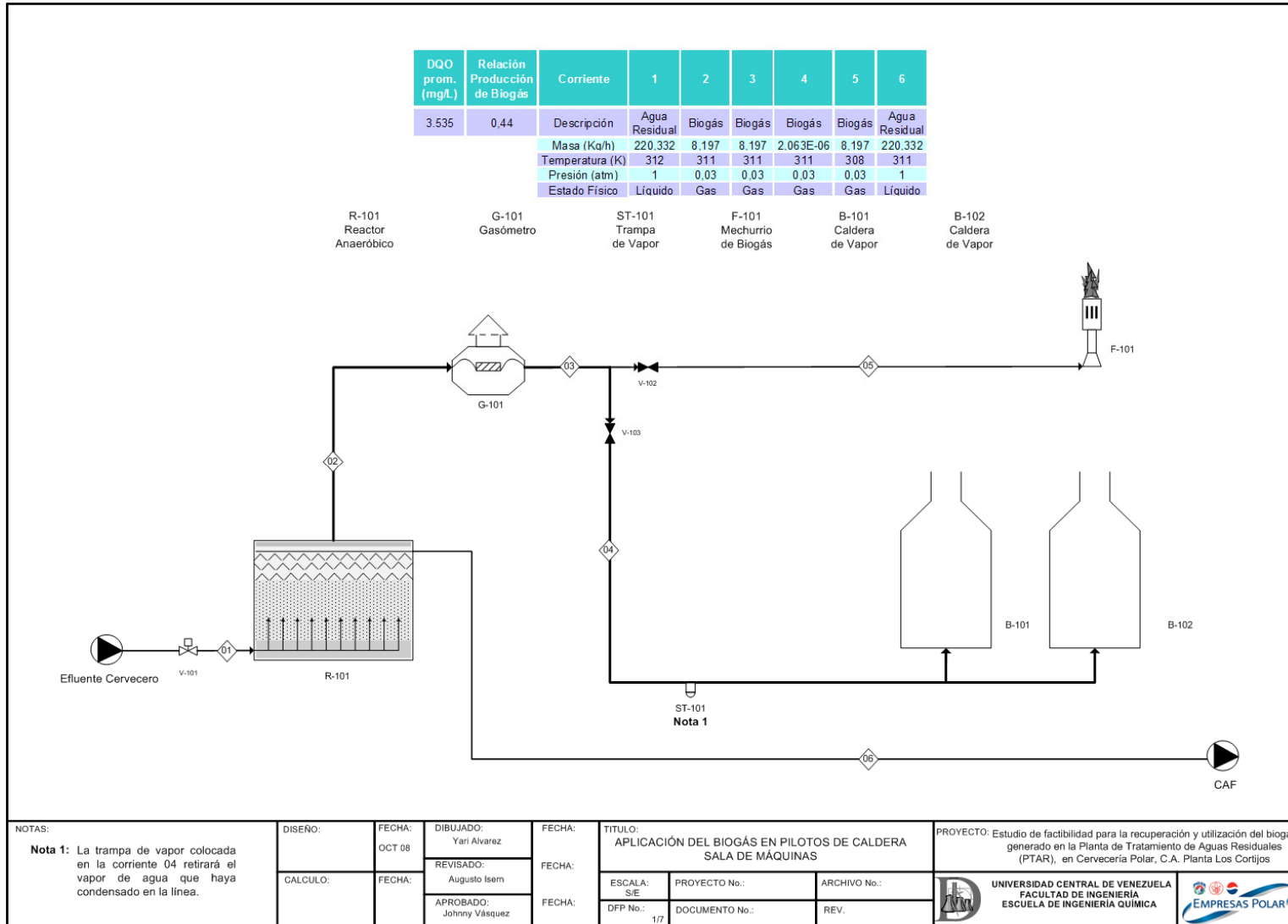


Figura C2-1. Diagrama de Flujo de Proceso. Pilotos de Caldera.

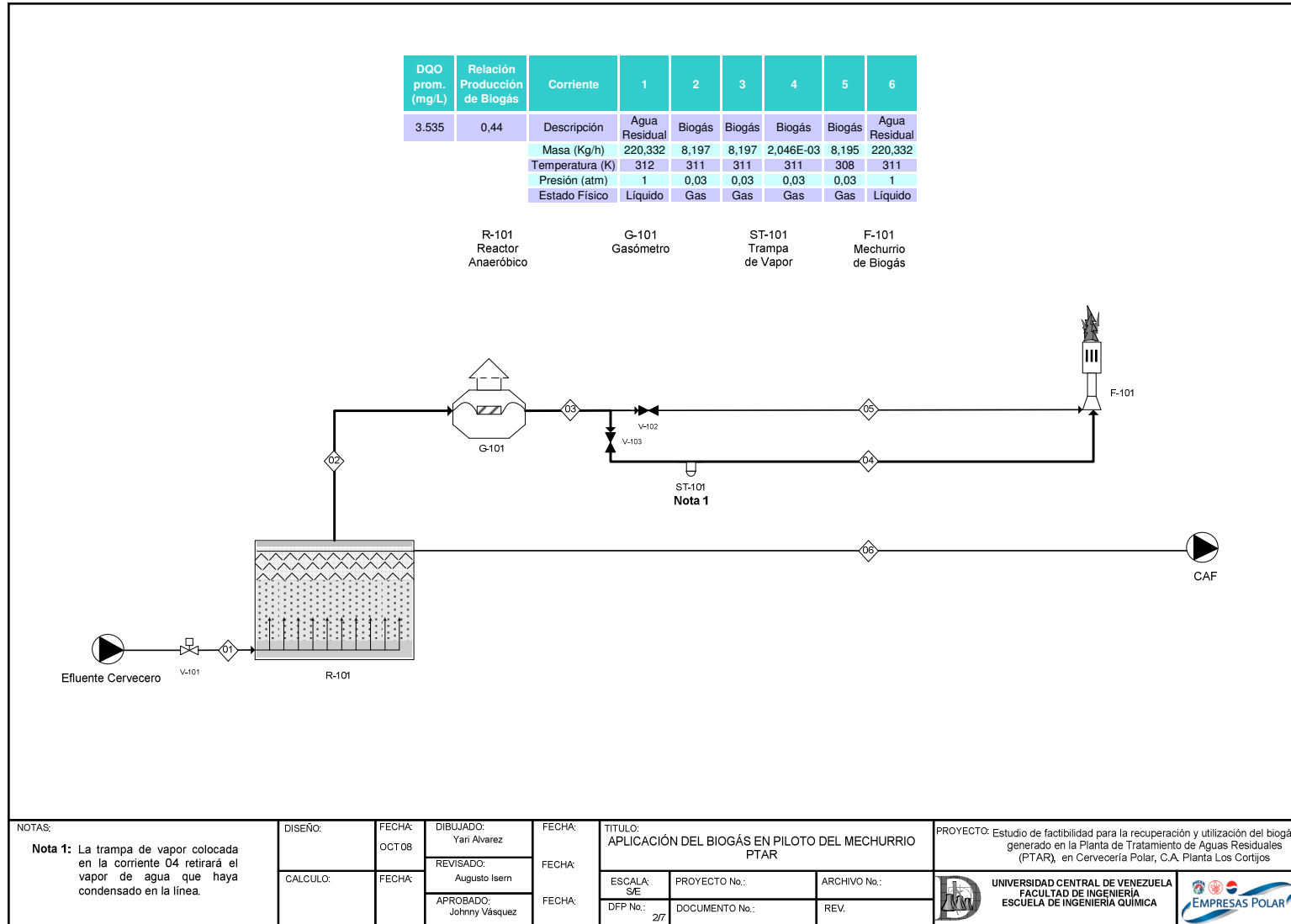


Figura C2-2. Diagrama de Flujo de Proceso. Pilotos de Mechurrio.

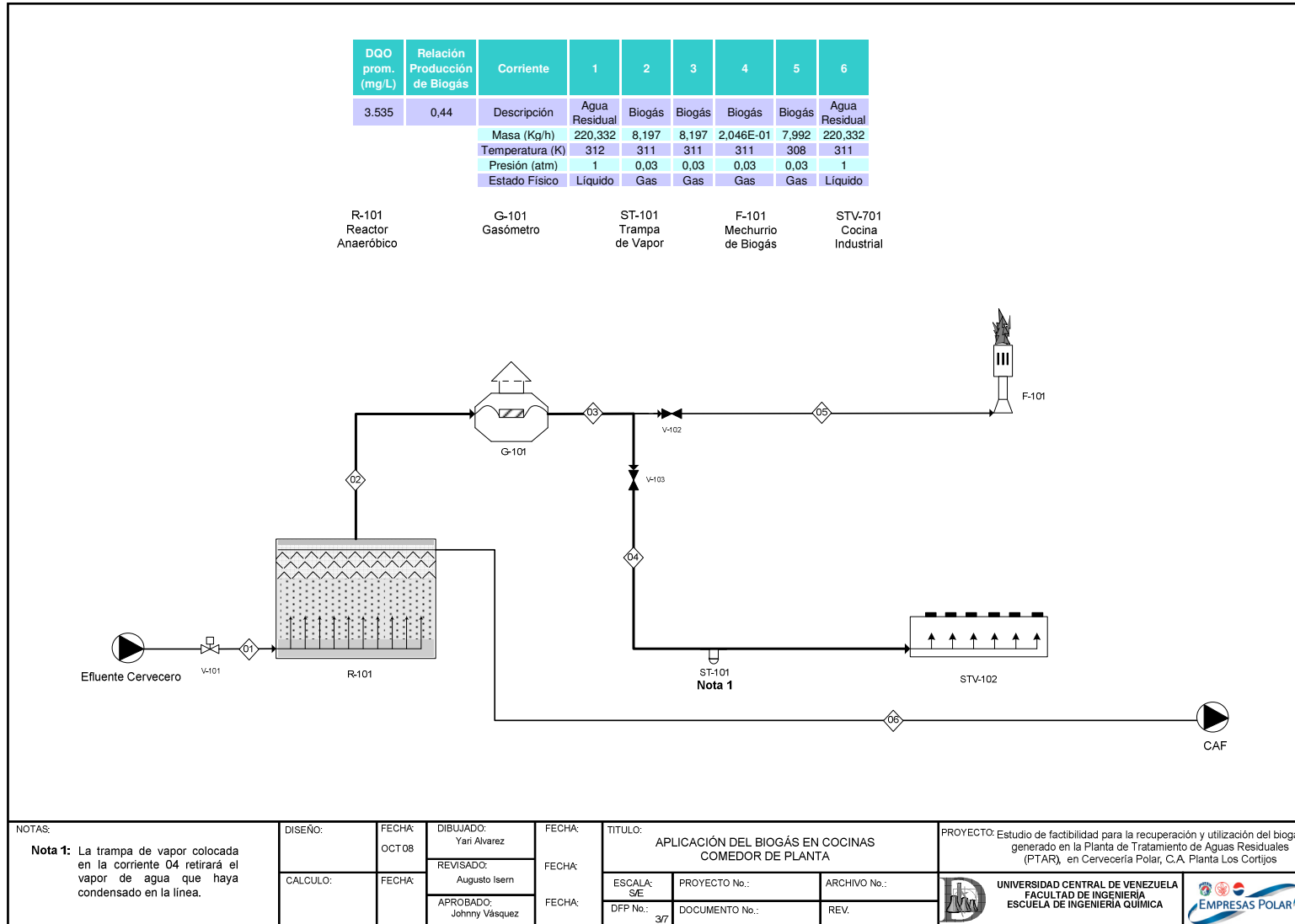


Figura C2-3. Diagrama de Flujo de Proceso. Cocina.

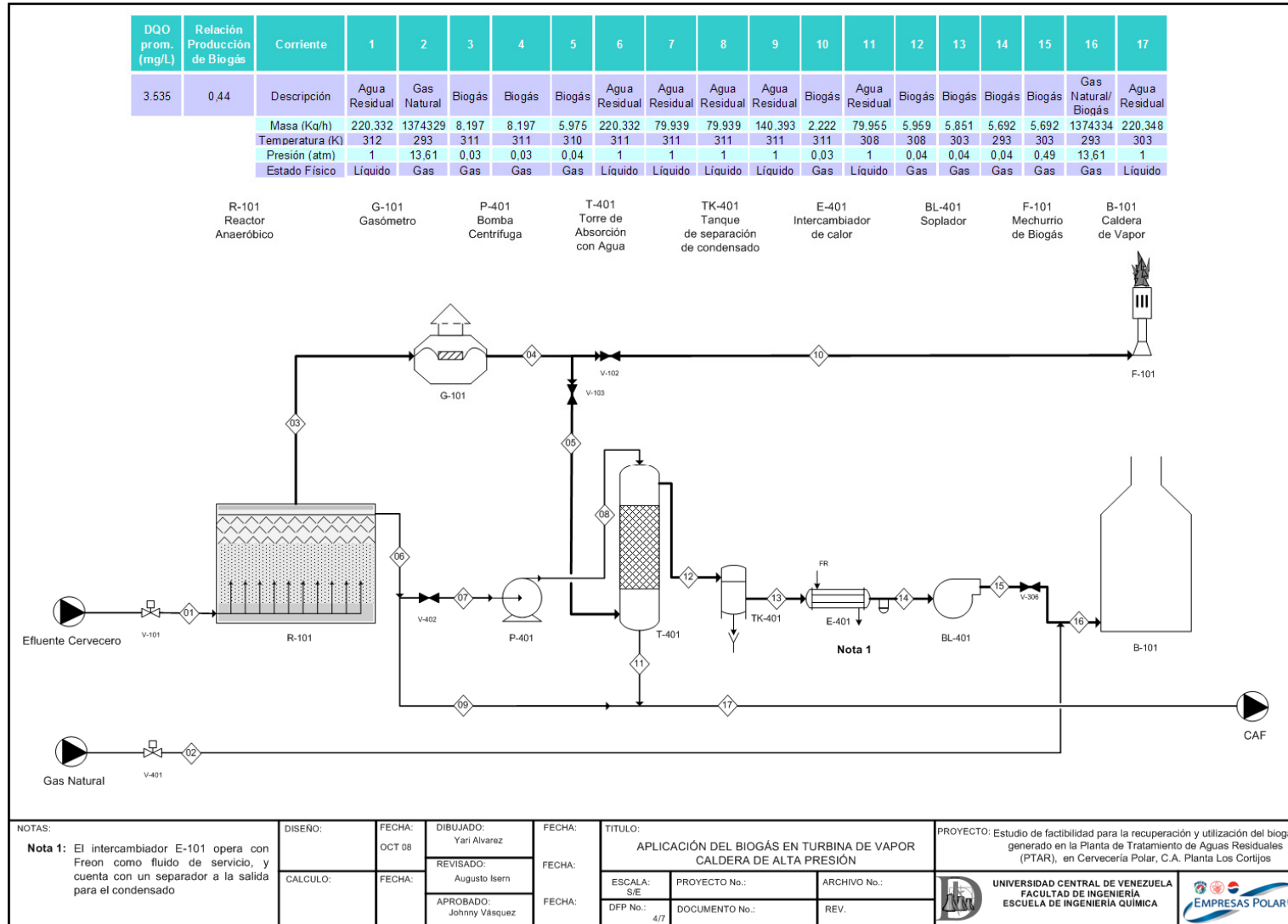


Figura C2-4. Diagrama de Flujo de Proceso. Turbina de Vapor.

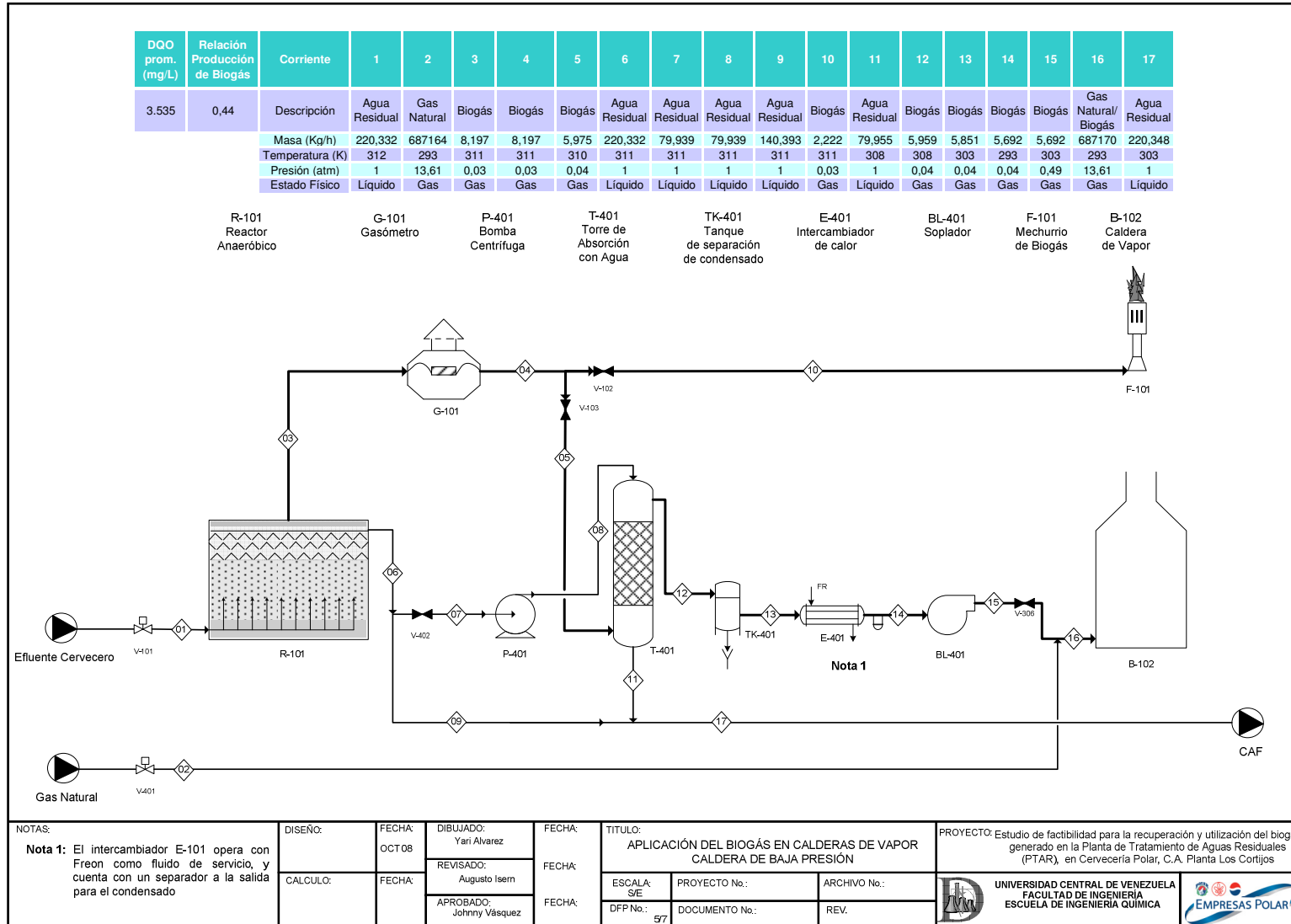


Figura C2-5. Diagrama de Flujo de Proceso. Caldera de Vapor.

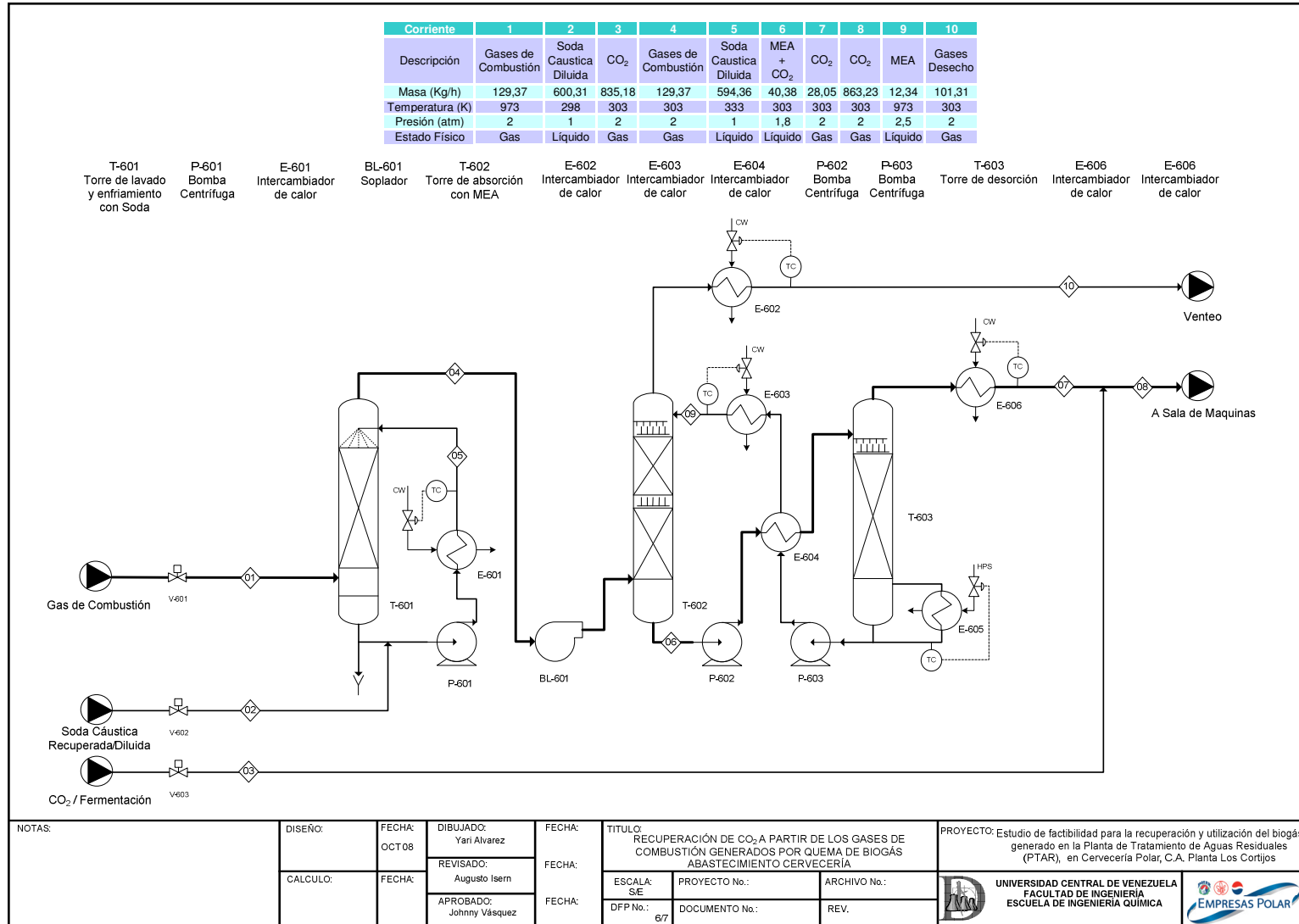


Figura C2-6. Diagrama de Flujo de Proceso. Abastecimiento Cervecería.

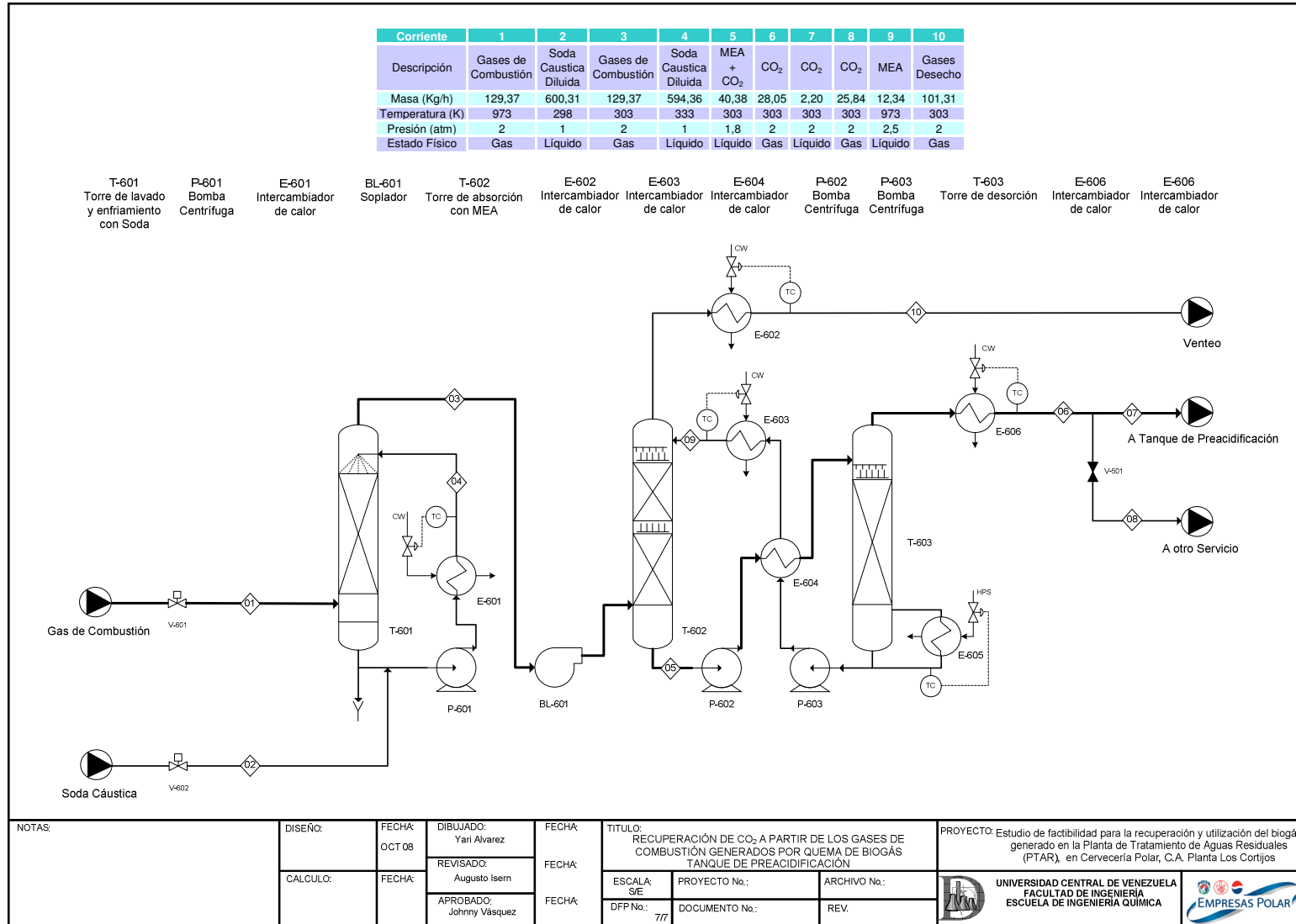


Figura C2-7. Diagrama de Flujo de Proceso. Tanque de Preacidificación.

ANEXO C-3
DATA ESTUDIO ECONÓMICO

Tabla C3-1. Datos generales para la elaboración del Flujo de Caja.

Datos Generales para la elaboración del Flujo de Caja	
Precio Propano ⁽²⁶⁾	38,83 €/m ³
Precio del Gas Natural Nacional (PDVSA Gas) ⁽²⁷⁾	0,016 €/m ³
Precio del Dióxido de Carbono ⁽²⁶⁾	178,82 €/Ton
Incremento Anual proyectado por CONINDUSTRIA para el combustible ⁽²⁷⁾	5%
INPC Ene08-Sep08 ⁽²⁸⁾	21,8%

- Consideraciones para la construcción del flujo de caja.
 1. La moneda base para la evaluación económica es el EURO (€).
 2. El cambio utilizado para la conversión Bolívar Fuerte/EURO es 3,4.
 3. Período de duración del estudio 10 años; depreciación contable de los activos.
 4. Costos asociados: electricidad de operación; apartado para mantenimiento y reparaciones; depreciación de los equipos.
 5. Depreciación lineal de los equipos.
 6. Incremento anual de los Ingresos, de acuerdo a la proyección de CONINDUSTRIA.
 7. Los ingresos están representados por el valor de la sustitución del insumo actual.
 8. Incremento anual de los Costos, de acuerdo al INPC oficial.

- Esquema N°1: **Distribución de Biogás directo del reactor.**

El precio por metro de tubería de acero al carbono de 4'' es de 45€. Los costos de operación y mantenimiento son depreciables, ya que el proceso no requiere de control automático supervisado. No es necesaria la cancelación de impuesto alguno asociado a la implementación este esquema.

Tabla C3-2. Inversión Total Inicial para la aplicación del Biogás en Pilotos de Calderas.

Inversión Fija	Euros
Tubería 4" (150m)	6.750
Accesorios Tuberías (25%)	1.125
Trampa de Vapor	134
Total Inversión Fija	8.009
Gastos Fijos de Inversión	
Instalación sistema de tuberías (15%IF)	1.201
Total Inversión Inicial	9.210

Tabla C3-3. Costos de manufactura asociados a la implementación de la alternativa.

Costos de Manufactura	Euros
Operación	Despreciable
Mantenimiento	Despreciable
Depreciación de Equipos	13
Total	13

✓ *Pilotos de Calderas.*

Tabla C3-4. Ingresos asociados a la sustitución del insumo-Propano.

Ingresos	
Propano	
Cantidad Anual de Insumo a Sustituir (m ³)	0,25
Precio del Insumo (€)	38,83
Total	9,69

Tabla C3-5. Flujo de caja. Pilotos de Caldera.

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ventas		10	10	11	11	12	12	13	14	14	15
Costos		13	16	20	24	29	36	44	53	65	79
Utilidad Bruta		4	6	9	13	18	23	31	40	50	64
Utilidad Neta		4	6	9	13	18	23	31	40	50	64
Depreciación		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Flujo de Caja Real		10	7	4	0	4	10	17	26	37	50
Inversión Fija	9.210										
Flujo de Caja Neto	9.210	10	7	4	0	4	10	17	26	37	50
Flujo de Caja Acumulado	9.210	9.200	9.193	9.189	9.188	9.193	9.203	9.220	9.246	9.283	9.334

VPN= 51.347 €

✓ *Pilotos de Mechurrio.*

Tabla C3-6. Ingresos asociados a la sustitución del insumo-Gas Natural.

Ingresos	
Gas Natural	
Cantidad Anual de Insumo a Sustituir (m ³)	644,80
Precio del Insumo (€)	0,016
Total	10,50

Tabla C3-7. Flujo de caja. Pilotos de Mechurrio.

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ventas		10	11	12	12	13	13	14	15	16	16
Costos		13	16	20	24	29	36	44	53	65	79
Utilidad Bruta		3	5	8	12	17	22	30	38	49	63
Utilidad Neta		3	5	8	12	17	22	30	38	49	63
Depreciación		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Flujo de Caja Real		10	8	5	1	3	9	16	25	36	49
Inversión Fija	9.210										
Flujo de Caja Neto	9.210	10	8	5	1	3	9	16	25	36	49
Flujo de Caja Acumulado	9.210	9.200	9.191	9.186	9.185	9.188	9.197	9.214	9.239	9.275	9.324

VPN= **51.329 €**

✓ **Cocina.**

Tabla C3-8. Ingresos asociados a la sustitución del insumo-Gas Natural.

Ingresos	
Gas Natural	
Cantidad Anual de Insumo a Sustituir (m ³)	64.480
Precio del Insumo (€)	0,016
Total	1.050,27

Tabla C3-9. Flujo de caja. Cocina.

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ventas		1.050	1.103	1.158	1.216	1.277	1.340	1.407	1.478	1.552	1.629
Costos		13	16	20	24	29	36	44	53	65	79
Utilidad Bruta		1.037	1.086	1.138	1.192	1.247	1.305	1.364	1.425	1.487	1.550
Utilidad Neta		1.037	1.086	1.138	1.192	1.247	1.305	1.364	1.425	1.487	1.550
Depreciación		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Flujo de Caja Real		1.050	1.100	1.151	1.205	1.261	1.318	1.377	1.438	1.500	1.564
Inversión Fija	9.210										
Flujo de Caja Neto	9.210	1.050	1.100	1.151	1.205	1.261	1.318	1.377	1.438	1.500	1.564
Flujo de Caja Acumulado	9.210	8.160	7.060	5.908	4.703	3.443	2.125	748	690	2.191	3.754

VPN= **28.513 €**

- Esquema N°2: **Biogás endulzado para caldera.**

En base a la oferta de GLOBAL WATER Engineering. Los impuestos y fletes por el ingreso al país de los equipos, están incluidos dentro del precio ofertado. La organización no cancela impuestos nacionales por la operación del sistema. Precio por el servicio de energía eléctrica industrial 66,05Bs/kWh.

Tabla C3-10. Inversión Total Inicial para la aplicación del Biogás en Pilotos de Calderas.

Inversión Fija	Euros
Biogás Drier	43.800
Biogás Scrubber	42.500
Burner Adaption	78.000
Tuberia 4" (550m)	24.750
Accesorios Tuberías	5.625
Total Inversión Fija	194.675

Gastos Fijos	
Instalación de Tuberías (15%IF)	29.201
Instrumentación y Control (10%IF)	19.468
Instalación Eléctrica (8%IF)	15.574
Ingeniería (5%IF)	9.734
Contingencia y Obras Civiles (5%IF)	9.734
Total Gastos Fijos	83.710
Total Inversión Inicial	278.385

Tabla C3-11. Costos de manufactura asociados a la implementación de la alternativa.

Costos de Manufactura	Euros
Operación (39kW requeridos)	6.619
Mantenimiento (1%IF)	1.947
Depreciación de equipos	16.430
Total	24.995

✓ *Caldera y turbina de Vapor de Vapor.*

Tabla C3-12. Ingresos asociados a la sustitución del insumo-Gas Natural.

Ingresos	
Gas Natural	
Cantidad Anual de Insumo a Sustituir (m ³)	1.882.758,62
Precio del Insumo (€)	0,016
Total	30.666,82

Tabla C3-13. Flujo de caja. Caldera y Turbina de Vapor.

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ventas		30.667	32.200	33.810	35.501	37.276	39.139	41.096	43.151	45.309	47.574
Costos		24.995	30.444	37.081	45.165	55.011	67.003	81.610	99.401	121.071	147.464
Utilidad Bruta		5.671	1.756	3.271	9.664	17.735	27.864	40.514	56.250	75.762	99.890
Utilidad Neta		5.671	1.756	3.271	9.664	17.735	27.864	40.514	56.250	75.762	99.890
Depreciación		16.430	16.430	16.430	16.430	16.430	16.430	16.430	16.430	16.430	16.430
Flujo de Caja Real		22.101	18.186	13.159	6.766	1.305	11.434	24.084	39.820	59.332	83.460
Inversión Fija	278.385										
Flujo de Caja Neto	278.385	22.101	18.186	13.159	6.766	1.305	11.434	24.084	39.820	59.332	83.460
Flujo de Caja Acumulado	278.385	256.284	238.098	224.939	218.174	219.479	230.913	254.997	294.816	354.148	437.608

VPN= **1.441.616 €**

- Esquema N°3: **Recuperación de CO₂**.

En base a la oferta de **WITTEMANN Pure CO₂nfidence**. Los impuestos y fletes por el ingreso al país de los equipos, están incluidos dentro del precio ofertado. La organización no cancela impuestos nacionales por la operación del sistema. Precio por el servicio de energía eléctrica industrial 66,05Bs/kWh ⁽²⁶⁾.

Tabla C3-14. Inversión Total Inicial para la aplicación del Biogás en Pilotos de Calderas.

Inversión Fija	Euros
NG Fired Boilers SGR (Front-End)	519.108
Tubería 4" (500m)	24.750
Accesorios Tuberías	5.625
Total Inversión Fija	549.483
Gastos Fijos	
Instalación de Tuberías (15%IF)	82.422
Instrumentación y Control (10%IF)	54.948
Instalación Eléctrica (8%IF)	43.959
Ingeniería (5%IF)	36.433
Contingencia y Obras Civiles (5%IF)	27.474
Total Gastos Fijos	245.237
Total Inversión Inicial	794.720

Tabla C3-15. Costos de manufactura asociados a la implementación de la alternativa.

Costos de Manufactura	Euros
Operación (75kW requeridos)	12.728
Mantenimiento (1%IF)	5.495
Depreciación de equipos	51.911
Total	70.134

✓ **Abastecimiento Cervecería.**

Tabla C3-16. Ingresos asociados a la sustitución del insumo-Dióxido de Carbono.

Ingresos	
Dióxido de Carbono	
Cantidad Anual de Insumo a Sustituir (Ton)	139,19
Precio del Insumo (€)	178,82
Total	24.890,08

Tabla C3-17. Flujo de caja. Abastecimiento Cervecería.

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ventas		24.996	26.246	27.558	28.936	30.383	31.902	33.498	35.172	36.931	38.778
Costos		70.134	85.423	104.045	126.727	154.354	188.003	228.987	278.907	339.708	413.765
Utilidad Bruta		45.138	59.177	76.487	97.791	123.970	156.100	195.490	243.734	302.777	374.987
Utilidad Neta		45.138	59.177	76.487	97.791	123.970	156.100	195.490	243.734	302.777	374.987
Depreciación		51.911	51.911	51.911	51.911	51.911	51.911	51.911	51.911	51.911	51.911
Flujo de Caja Real		6.773	7.266	24.576	45.880	72.060	104.190	143.579	191.823	250.867	323.076
Inversión Fija	794.720										
Flujo de Caja Neto	794.720	6.773	7.266	24.576	45.880	72.060	104.190	143.579	191.823	250.867	323.076
Flujo de Caja Acumulado	794.720	787.947	795.213	819.789	865.669	937.728	1.041.918	1.185.497	1.377.321	1.628.187	1.951.263

VPN= 5.348.234 €

✓ **Tanque de Preacidificación.**

Tabla C3-18. Ingresos asociados a la sustitución del insumo-Dióxido de Carbono.

Ingresos	
Dióxido de Carbono	
Cantidad Anual de Insumo a Sustituir (Ton)	19,24
Precio del Insumo (€)	178,82
Total	3.440,50

Tabla C3-19. Flujo de caja. Tanque de Preacidificación.

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ventas		3.446	3.618	3.799	3.989	4.188	4.398	4.617	4.848	5.091	5.345
Costos		70.134	85.423	104.045	126.727	154.354	188.003	228.987	278.907	339.708	413.765
Utilidad Bruta		66.688	81.805	100.247	122.739	150.166	183.605	224.370	274.058	334.618	408.420
Utilidad Neta		66.688	81.805	100.247	122.739	150.166	183.605	224.370	274.058	334.618	408.420
Depreciación		51.911	51.911	51.911	51.911	51.911	51.911	51.911	51.911	51.911	51.911
Flujo de Caja Real		14.777	29.894	48.336	70.828	98.255	131.694	172.459	222.148	282.707	356.509
Inversión Fija	794.720										
Flujo de Caja Neto	794.720	14.777	29.894	48.336	70.828	98.255	131.694	172.459	222.148	282.707	356.509
Flujo de Caja Acumulado	794.720	809.498	839.392	887.728	958.555	1.056.810	1.188.505	1.360.964	1.583.111	1.865.818	2.222.327

VPN= **5.821.140 €**

ANEXO C-4

OFERTA DE PROVEEDORES DE TECNOLOGÍAS

- Empresa: **GLOBAL WATER Engineering.**
Esquema: **Aplicación del Biogás en Calderas de Vapor.**

PROPOSAL
FOR THE
BIOGAS REUSE
AT
LOS CORTIJOS (POLAR) BREWERY
Venezuela

This document is the property of GWE Ltd., Hong Kong and GWE GmbH, Germany. It shall not be copied, reproduced, transmitted or communicated to third parties without the explicit agreement of GWE.
International Conventions of Berne (1886) - Paris (1896) - Berlin (1908) - Berne (1914) - Rome (1928) - Brussels (1948).

Rev. 0 15 August 2008 PROJ. No. 5706B

TABLE OF CONTENTS

1) INTRODUCTION.....1

2) DESCRIPTION OF THE BIOGAS UTILISATION SYSTEM: STEAM PRODUCTION IN AN EXISTING STEAM BOILER.....2

3) COMMERCIAL CONDITIONS :7

3.1 PRICE7

3.2 PAYMENT CONDITIONS :7

3.3 TIME OF DELIVERY7

3.4 VALIDITY7

3.5 GUARANTEE7

4. REFERENCES :;ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

	BIOGAS REUSE	PROJECT: 15 August 2008		
	CLIENT: POLAR – LOS CORTIJOS Venezuela	WASTEWATER TREATMENT PLANT	PROJECT No: 5706B	SHT 1
		BY: JPO/MEE		

1) INTRODUCTION

In case of large (>100 m³/h) biogas production in anaerobic wastewater treatment plants, the use of biogas as fuel in an existing steam boiler in the factory is often worthwhile. The investment in biogas reuse equipment (incl. boiler modification/adaptation into a dual fuel system, burning biogas and fuel simultaneously) can be done anytime.

GWE supplies all equipment, on site commissioning and start-up services. A preliminary quotation is hereby submitted based on partial information received of the existing boiler (make of boiler and burner, type of burner, operating pressures). The quotation is further based on the following data:

Biogas flow: 250 m³/h at 80% CH₄ content and 0.2% H₂S
More or less continuous of slowly varying flow (no short burst)
to be confirmed

The package needed for biogas reuse comprises:

- A optional biogas scrubber (SULFURIX™), for sulfur removal, needed to prevent corrosion in the boiler system (economiser and chimney). Biogas as such is too corrosive for boilers with an economizer. But if the biogas is sufficiently diluted with natural gas or low sulfur gasoil, a scrubber system may not be needed.
- a biogas demister (for removal of condensate), or alternatively an optional biogas drier, if the distance to the boiler house is long and the pipeline route complex (up and down).
- a centrifugal biogas blower, with instrumentation and small local panel
- burner adaptations (gas inlet, control systems, instrumentation, additional control panel)

Included is also:

- Installation supervision, commissioning, including travel costs
- documentation, in English
- all necessary engineering

Not included are:

- local approvals (procedure and fees), if applicable
- civil works : slabs for biogas scrubber, biogas blower and biogas demister in the WWTP area
- mounting of equipment, instruments, piping, cabling, panel
- biogas pipeline from WWTP to boilerhouse (DN125, preferably in stainless steel AISI 304)

¹ Anaerobic plants from Pappe have no built in biogas space that can buffer short flow and pressure variations. The flow and pressure variations of the existing system must be examined, and if needed a gas storage (balloon type) of a few minutes must be installed.

REV	DATE	DESCRIPTION	BY	CHK
0	15.08.08	Preliminary Proposal	MEE	CHK

	BIOGAS REUSE	PROJECT: 15 August 2008		
	CLIENT: POLAR – LOS CORTIJOS Venezuela	WASTEWATER TREATMENT PLANT	PROJECT No: 5706B	SHT 2
		BY: JPO/MEE		

2) DESCRIPTION OF THE BIOGAS UTILISATION SYSTEM: STEAM PRODUCTION IN AN EXISTING STEAM BOILER

The supply comprises :

A) Biogas scrubber, located on the wastewater treatment plant.

Prior to biogas flaring or reuse, hydrogen sulfide is largely removed from the biogas in GWE's SULFURIX™ system. It consists of a wet biogas scrubber, in which the biogas is washed with aerobically treated wastewater (mixed liquor from the aeration tank of an aerobic wastewater treatment system). The amount of water is foreseen to dissolve all H₂S from the biogas into the H₂S-free wastewater, at the prevailing temperature and pH. In practice ca. 90 % removal is obtained in a one stage scrubber, depending on the model used, and 99.5% in a two stage SULFURIX™ scrubber. Here a one-stage scrubber system is proposed for the time being, until more data are available (S content of the biogas, and boiler manufacturer specification for maximum allowed S content). The scrubber is best placed on top of the aeration basin, so as to allow gravity flow of the washing water back into the inlet of the aeration basin. From the outlet of the aeration basin, wastewater (mixed water-sludge liquid) is continuously pumped into the scrubber tower.

In addition to the pure H₂S scrubbing/dissolving, biological sulfur oxidation also takes place in the SULFURIX™ system, using dissolved oxygen in the washing liquid and using oxygen from small amounts of air that supplemented to the biogas, flow proportionally, at the scrubber inlet. A small amount of air added to the biogas allows for biological oxidation of sulfide (to sulfur and sulphate) in the scrubber, by suspended and attached (in situ fixed film) biomass.

Main Equipment:


T401 Biogas scrubber Sulfurix™-250
Built in HDPE, complete with nozzles, internals (modular packing material), inlet distribution system. Designed for maintenance free operation with aerated water or activated sludge. Flanged roof. Preassembled, ready for mounting on slab. Complete with membrane air compressor, 30 l/min (laboratory type)
Dimensions: 1.5 m diameter, 8 m height
Wet weight (operational): 2200 kg
Operating pressure: 0-40 mbar
Capacity: 250 m³/h biogas; 80 m³/h wastewater (mixed liquor/sludge)
Performance: ca. 90% removal efficiency (2000 → 200 ppm H₂S)

REV	DATE	DESCRIPTION	BY	CHK
0	15.08.08	Preliminary Proposal	MEE	CHK


Apéndice C-Data Estudio Técnico-Económico

GLOBAL WATER ENGINEERING		BIOGAS REUSE	PROJECT: 15 August 2008	
CLIENT: POLAR – LOS CORTIJOS Venezuela		WASTEWATER TREATMENT PLANT		
PROJECT No:	5706B	BY:	SHT	
BY:	JPO/MEE		3	
P401 A/B		Scrubber feed pumps (1 stand-by), 80 m ³ /h at 10 m W.C., 5.5 kW, horizontal centrifugal pumps, cast iron body, stainless steel shaft and impeller		
				
<p>B) Biogas demister, located on the wastewater treatment plant.</p> <p>Installation of a biogas demister to avoid condensation of water in the biogas pipe to the biogas blower and to the boiler. After the biogas blower the temperature of the biogas is increased, so unless the biogas pipe to the steam boiler is very long, no further condensation takes place.</p> <p>The biogas demister is a circular tank in stainless steel AISI 304, with a built in demister pad.</p>				
				
REV	DATE	DESCRIPTION	BY	CHK
0	15.08.08	Preliminary Proposal	MEE	

GLOBAL WATER ENGINEERING		BIOGAS REUSE	PROJECT: 15 August 2008	
CLIENT: POLAR – LOS CORTIJOS Venezuela		WASTEWATER TREATMENT PLANT		
PROJECT No:	5706B	BY:	SHT	
BY:	JPO/MEE		5	
<ul style="list-style-type: none"> - Small local panel for the biogas blower and its controls - Ex-proof 				
<p>E) Burner modification and controls, located in the boiler house:</p> <p>The modifications required depend on the characteristics of the existing boiler, including its size and capacity. The steam boiler has a capacity of 80,000 lbs/h steam at max. 570 psi pressure.</p> <p>The biogas amount is a small part of the fuel (natural gas and gasoil) input, so that there is no need to have a full control on the fuel flows for the purpose of adjusting air/fuel ratio's in function of their flowrates. Biogas is used with priority over fuel, and the combustion air flow can be adjusted automatically and continuously in function of the oxygen content of the flue gasses by means of an oxygen trim system.</p> <p>Our supply consists of:</p> <ul style="list-style-type: none"> - a completely instrumented (biogas train, in stainless steel AISI 304, for 250 Nm³/h biogas (= production at maximum plant capacity), DN80 size, containing: <ul style="list-style-type: none"> * Two hand valves * Gas filter * Two pneumatic operated shut off valves * Flame arrestor * Two SS pressure indicators * Three pressure switches <ul style="list-style-type: none"> One for max. gas pressure alarm One for min gas pressure alarm or indication One for the gas valve prove system (leak test of the valves) - O₂ analyser + trim motor for installation on the air damper of the burner - a control panel with the necessary controllers for gas leak control and O₂ control. <p>In this control panel the gas valve prove system is installed and all other equipment for a safe and reliable operation, as well as all alarm and signal lights. Communication ports with the existing panel allow the gas train to stop biogas flow, if the oil flame is not present.</p> <p>A proximity switch, installed on the hand valve at the entrance of the gas train, informs the panel if this valve is completely closed or not. If the valve is not 100 % closed when a burner start is demanded, then automatically a leak test of the safety shut off valves will be done. The oil burner can not start without a gas valve leak test, if the hand valve is not closed.</p>				
REV	DATE	DESCRIPTION	BY	CHK
0	15.08.08	Preliminary Proposal	MEE	

GLOBAL WATER ENGINEERING		BIOGAS REUSE	PROJECT: 15 August 2008	
CLIENT: POLAR – LOS CORTIJOS Venezuela		WASTEWATER TREATMENT PLANT		
PROJECT No:	5706B	BY:	SHT	
BY:	JPO/MEE		4	
<p>C) Biogas drier "GASODRIX™", located on the wastewater treatment plant.</p> <p>This is an alternative (optional) to a biogas demister, needed if the pipeline to the boiler house is long and going up and down, so that water pockets can build up at many locations.</p>				
S102		<p>Biogas drier, skid mounted package unit GWE Model GASODRIX™ 250 Consisting of a) a biogas/refrigerant (e.g. freon) tube and shell heat exchanger and outlet demister, and b) a refrigerant cooling group with 2 compressors, a condenser, a storage tank, an evaporator. Biogas at typically 30 °C is cooled to near 0 °C, after which ca. 85% of the water vapor (34 g/m³) condenses to water, which is separated from the gas in and after the heat exchanger.</p>		
				
<p>Basic design data:</p> <ul style="list-style-type: none"> - capacity max. 250 m³/h biogas at 30 °C - condensing 250 m³/h x 34 g/m³ x 85% /1000 = 8 kg/h water - removing ca. 7.5 kW (+4.5 kW condensation heat + 3 kW for biogas cooling) - cooling group: 7.5 kW - biogas heat exchanger: 7.5 kW 				
<p>D) Biogas blower and accessories, located on the wastewater treatment plant:</p> <ul style="list-style-type: none"> - One biogas blower, multistage centrifugal type, brand: Continental Industries (France), all wetted parts out of biogas resistant materials (cast aluminum, stainless steel), 250 Nm³/h at 500 mbar, 11 kW, frequency controlled. - All related instrumentation, around the blower: pressure transmitter on the blower suction, 2 temperature sensors on the blower bearings, anti-surge control valve at low biogas production with controlled gas return to the suction side and pressure gauge at blower discharge. 				
REV	DATE	DESCRIPTION	BY	CHK
0	15.08.08	Preliminary Proposal	MEE	

GLOBAL WATER ENGINEERING		BIOGAS REUSE	PROJECT: 15 August 2008	
CLIENT: POLAR – LOS CORTIJOS Venezuela		WASTEWATER TREATMENT PLANT		
PROJECT No:	5706B	BY:	SHT	
BY:	JPO/MEE		6	
<p>A selector switch "Natural Gas" - "Biogas and Natural Gas" is also mounted on this panel, when "Natural Gas" is selected and the hand valve of the gas train is not closed then an alarm will occur and the burner can not start before a manual reset and the closing of the valve.</p> <p>Also included are:</p> <ul style="list-style-type: none"> - all necessary mechanical, electrical and instrumentation engineering - supervision of our combustion engineer during installation, and start-up assistance <p>The system will be able to operate either on natural gas or fuel oil only or on biogas and natural gas simultaneously. From the moment that the biogas blower is switched on (automatically by pressure switch), the suction pressure of the biogas blower (= the gas pressure on the methane reactor) is measured continuously and is kept constant with a control valve and by burning the biogas in the exact amount as produced. The steam pressure will then regulate the supplementary fuel oil flow as needed, and the combustion air will be regulated by oxygenation according to the content of the flue gasses.</p> <p><i>Examples:</i> Burner modification (adding a biogas street) and panel extension:</p>				
				
REV	DATE	DESCRIPTION	BY	CHK
0	15.08.08	Preliminary Proposal	MEE	

	BIOGAS REUSE	15 August 2008	
	CLIENT:	WASTEWATER TREATMENT PLANT	
	POLAR – LOS CORTIJOS Venezuela	PROJECT No: 5706B	SHT
		BY : JPO/MEE	7

3) COMMERCIAL CONDITIONS:

3.1 Price

The total price for the scope of supply as described in paragraph 1 and 2 is :

Delivery CIF Maiquetia 78,000.- Euro

This comprise:

- B) Biogas demister
- D) Biogas blower
- E) Burner adaptations

Optional:

- A) Biogas scrubber 42,500.- Euro
- C) Biogas drier (extra price on top) 43,800.- Euro

3.2 Payment conditions :

- 30% down at order
- 60% at supply against shipping documents
- 10% at successful commissioning

3.3 Time of delivery :

3-4 months after receipt of downpayment

3.4 Validity

This proposal is valid for three months, and conditional on assumption made on the existing situation being correct

3.5 Guarantee

12 months after start-up, latest 18 months after delivery

Date : 15 August 2008

Marc Eeckhaut
E VP Sales & Marketing

REV	DATE	DESCRIPTION	BY	CHK
0	15.08.08	Preliminary Proposal	MEE	

- Empresa: **WITTEMANN Pure CO₂nfidence.**

Esquema: **Recuperación de CO₂ a partir de los gases de combustión generados por quema de Biogás.**

WITTEMANN

PURE CO₂nfidence.

June 2, 2008
Our 134th Year

Cerveceria Polar, C.A.
2A Av. de los Cortijos de Lourdes
Edif. Centro Empresarial Polar
Caracas,
Venezuela

Attention: **Mr. Hans Fendt**
Gerente de Servicios Industriales

Subject: Stack Gas Recovery and CO₂ Production Systems Alternatives
Our Reference: **Q-21721 R3 Budget**

Dear Hans:

We are pleased to present you a summarized span of budgetary alternatives of natural gas fired systems for you to analyze and evaluate. We had presented it in such way that you can create modules or combine them at will.

Prices are showed in US Dollars-Ex-works our facilities in the South East Coast of the USA

We understand that the front-end of these proposals can be interconnected with any of the current carbon dioxide recovery purification systems at your plants (current back-ends in use) and performance level for the front-end will depend on available capacity of purification and liquefaction.

In order for you to have the capability to interconnect SGR or Generator Front-end with your current CO₂ recovery system we have added purification as part of scope of supply of Front-Ends; for the smallest version of SGR and production system (500 kg/hr and 1,000 kg/hr) we had offered our standard and reliable purification train or PTK that includes KMNO₄ scrubbers and our proprietary purification media: Witt-Fill, for the biggest capacity (2,000 kg/hr) we had designed it to purify CO₂ stream trough a high pressure scrubber and a NO₂ removal dual tower that must be installed at the high pressure side of your current system (Back-End).

If we are granted with your purchase order, both vessels and components will be manufactured entirely in the USA, Canada and/or Europe to assure maximum quality in equipment manufacturing and vessels finishing.

Back-end options have included the following sub-systems:

- Non-lubricated CO₂ compression skid
- Dual Reboiler (NH₃ and CO₂ heated) Purity Enhance Column - O₂ Stripper
- Drying and deodorizing
- Ammonia Cooled CO₂ Condensing/Liquefaction
- Motor Control Center
- Central Control System (Siemens PLC with i-FIX SCADA)



THE WITTEMANN COMPANY, LLC
1 INDUSTRY DRIVE SUITE A, PALM COAST, FLORIDA 32137 USA • (386) 445-4200 • FAX: (386) 445-7042
E-mail: gdominguez@wittemann.com • Website: <http://www.wittemann.com>

Cervecería Polar - Venezuela
Q-21721 R3 BUDGET
June 2, 2008

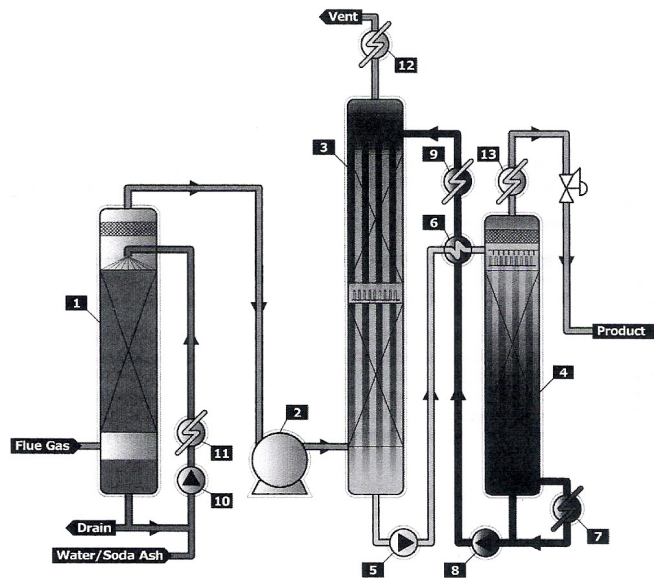


For analysis simplicity and time restriction we are **not** including in our budgetary price scope of supply any of the following items:

- Interconnecting piping
- Interconnecting wiring and conduit
- Water cooling tower
- Liquid CO₂ storage tanks

For a front-end, back-end or a completed system you might require our engineering services for plant installation supervision, commissioning, start-up and operators training. If so, you might to consider a service adder of (42) forty-two days worth of our field engineering service for a price of US\$57,200.00.

Schematic SGR Front-End Only



Cervecería Polar - Venezuela
 Q-21721 R3 BUDGET
 June 2, 2008



Design Specifications

Plant Type:..... SGR or CO₂ Production System
 Flue Gas Source:..... Natural Gas
 Flue Gas Temperature - Estimated:..... 170.0° C

For budgetary purposes we have assumed the following flue gas composition:

CO ₂	6.5	%
O ₂	9.0	%
SO _x	≤ 5	ppmV
CO:	2000	ppmV
NO _x	400	ppmV

Important Note

If no ACTUAL, COMPLETE FEEDGAS ANALYSIS is submitted prior to order placement and acceptance, the CUSTOMER accepts the above stated feed gas composition as total and correct as stated. If after order placement, the above stated conditions change so as to affect design and/or supply and delivery, any and all additional costs to redesign/re-manufacture plant will be chargeable to, and borne by the CUSTOMER.

Available Steam Pressure:..... 10 bar(g).....(154 PSIG)

Site Considerations

Elevation at Plant Site:..... ≤ 900 meters
 Cooling Water Supply Temperature:..... 80 °F
 Wet Bulb Temperature:..... 25.0 °C

Electrical Characteristics:

Power:..... 460 Volt, 3 Phase, 60 Hz
 Control:..... 120 Volt, 1 Phase, 60 Hz

Electromechanical Design Data

Electrical Design:..... National Electrical Code – USA (NEC)

Motors:..... Totally Enclosed Fan Cooled (TEFC)

Motor Starters (by WITTEMANN):.....

≤75 kW (100 HP)	Full Voltage
> 75 kW	Solid State (Electronic) Starters
Cooling Water:.....	Temperature (Maximum):.....83.0 °F
	Pressure (Minimum):..... 40 PSI G
	Pressure Drop (Max):..... 10 PSI D

Cooling Media Supplier:..... Cooling Water:.....CUSTOMER

Compressed Air: <100 SCFH @ 90 psig minimum..... CUSTOMER

Refrigerant Charge:..... BY CUSTOMER

Seismic Zone:..... Zone 4 – High Seismicity

CO₂/Refrigerant Piping:..... Dimensions Standard ANSI B 36.10

Wet CO₂:..... All heat transfer surfaces, valves, and piping in contact with wet CO₂ will be 304 Stainless Steel, a

Cervecería Polar - Venezuela
Q-21721 R3 BUDGET
June 2, 2008



higher grade Stainless Steel, or other suitable materials or coating as may be required for the duty intended.

Pressure Vessel Design & Stamp: ASME Code for Unfired Pressure Vessels, Division VIII, Section I

Pressure Vessel Inspection Agency:..... Hartford Steam Boiler or equivalent

Inspection Agency Scope of Work: Review and approval of design calculations and drawings
Survey of the adequacy of the manufacturer's facility
Checking welders' qualifications (if necessary, test and classify)
Verification and inspection of materials
Fabrication surveys and welds quality checking
Review all non-destructive examination procedures and results
Witness all tests required by the code

Heat Exchangers: CO₂ Duty: Rolled and seal welded tubes

Skid Piping:

For wet CO₂ applications: SA 249-TP304 WLD.
This is a welded s/s tube

For dry CO₂ and all other applications: SA 179 SMLS.
This is a seamless c/s tube.

Insulation: Fiberglass and/or polyurethane (Aluminum will be used as cladding material)

Pumps:..... All critical process pumps will be dual arrangement
One (1) operating, one (1) pipe/wired stand-by

Painting:..... High zinc primer and industrial grade finished topcoat

• • • • •

Cervecería Polar - Venezuela
 Q-21721 R3 BUDGET
 June 2, 2008



Final Product Specification
 (Guaranteed only after Supply Scope is verified against FeedGas Analysis)

Product CO₂ to meet or exceed the Guidelines for Beverage-Quality as defined by ISBT (INTERNATIONAL SOCIETY OF BEVERAGE TECHNOLOGISTS), and further defined by Major Soft Drink Corporations, such as COLA-COLA and PEPSI.

For your ready reference, we list below the current ISBT Quality Guidelines and guaranteed WITTEMANN Final Product Specification:

2001 Quality Guidelines for Liquid Carbon Dioxide (L-CO ₂)		WITTEMANN
Assay / % Purity	99.9% min	99.99% min
Moisture	20 ppm v/v max	10 ppm v/v max
Oxygen	30 ppm v/v max	1.0 ppm v/v max
Carbon Monoxide	10 ppm v/v max	10 ppm v/v max
Ammonia	2.5 ppm v/v max	2.5 ppm v/v max
Nitric Oxide/Nitrogen Dioxide	2.5 ppm v/v each max	2.5 ppm v/v each max
Non-volatile Residue (NVR)	10 ppm w/w max	10 ppm w/w max
Non-volatile Organic Residue (NVOR)	5 ppm w/w max	5 ppm w/w max
Phosphine	0.3 ppm v/v max	0.3 ppm v/v max
Total Volatile Hydrocarbons (THC as Methane)	50 ppm v/v max	20 ppm v/v max
Total Non-methane Hydrocarbons (TNMHC)	20 ppm v/v max	20 ppm v/v max
Acetaldehyde	0.2 ppm v/v max	0.2 ppm v/v max
Aromatic Hydrocarbon Content (as Benzene)	20 ppb v/v	20 ppb v/v
Total Sulfur Content (less SO ₂)	0.1 ppm v/v	0.1 ppm v/v
Sulfur Dioxide	1 ppm v/v max	1 ppm v/v max
Odor of Solid CO ₂ (Snow)	no foreign odor	no foreign odor
Appearance in Water	no color or turbidity	no color or turbidity
Odor & Taste in Water	no foreign odor or taste	no foreign odor or taste

The above information is provided for, and shall only be used as general reference. Current OFFICIAL PUBLICATION(S) OF GUIDELINES must be consulted for use and adherence to purity standards.

Cervecería Polar - Venezuela
 Q-21721 R3 BUDGET
 June 2, 2008



Here is our alternative matrix of CO₂ systems to be installed by others:

Proposed Equipment:

Capacity Kg/Hr	NG Fired Boilers SGR			NG Fired CO₂ Generator		
	Front-End	Back-End	Total	Front-End	Back-End	Total
500	\$815,000	\$585,000	\$1,400,000	\$480,000	\$585,000	\$1,065,000
1,000	\$1,085,000	\$760,000	\$1,845,000	\$785,000	\$760,000	\$1,545,000
2,000	\$1,600,000	\$945,000	\$2,545,000	\$1,340,000	\$945,000	\$2,285,000
Delivery Time	38-40 Weeks			32-34 Weeks		
	Forty two (42) Days FSE Installation Supervision and Commissioning			\$57,200		

Terms & Conditions *

Ex-works Shipment: To be defined prior placement of formal order, confirmation of Design Criteria and acceptance of Terms and Conditions of Sale (attached).*

Warranty: Eighteen (18) months from date of shipment or twelve (12) months from date of start-up, whichever occurs first.*

Quotation Validity: Thirty (30) days from the date shown on this quotation.

*See attachment for detailed Terms and Conditions of Sale.

We trust the above is in accordance with your needs. Should you require further information, please do not hesitate to contact us.

Thank you and regards,
The Wittemann Company, LLC.
 A Cryogenic Industries Company

José Gabriel Domínguez y Rangel

Gabriel Domínguez
 Regional Sales Manager

Standard Terms & Conditions of Sale

1. **Exclusive Warranty - Goods manufactured by Seller** - Seller warrants to the original Buyer that its new goods are free from defects in materials and workmanship. Seller warrants rated performance of its new goods provided that such goods are used and maintained in accordance with the conditions set forth in the contract documents, including, but not limited to, the operating and maintenance manuals, and installation and use criteria set forth in specifications which are a part of this Agreement, or if there are none, under good operating, maintenance and use conditions. Seller's obligation under this warranty is limited to the repair, or, at Seller's option, the replacement of new equipment within eighteen (18) months from the date of shipment of the equipment to the original buyer or twelve (12) months of the date of commissioning of the equipment for the original Buyer, whichever first occurs, or the replacement of spare parts within ninety (90) days of delivery to the original Buyer, returned FOB to Seller's plant of manufacture, and which, after examination, appear to Seller's satisfaction to be defective under this warranty. All costs of shipping, insurance, and risk of loss arising in connection with performance of this warranty shall be borne by Buyer. **Components purchased by Seller** - Seller shall attempt to obtain, in its subcontracts with each supplier of components not made by Seller, a provision that the subcontractor's standard warranty, if any, shall survive Seller's inspection, acceptance, and payment, and shall run to Seller, its successors, assigns, and customers. **Designs** - Seller warrants to the original Buyer of its designs that such designs satisfy criteria and specifications set forth in the contract documents. Seller's obligation under this warranty is limited to redesign if, within twelve (12) months after delivery of new equipment, or ninety (90) days for spare parts, to the original Buyer, Buyer demonstrates to Seller's satisfaction that said design criteria and specification were not satisfied by Seller's design. If Seller manufactures the goods in accordance with Buyer's specifications, Seller shall have no liability whatsoever for defects in design or failure of performance of the goods. **Technical Assistance** - Seller warrants that services shall be provided in a professional manner. Seller's obligation hereunder is limited to the providing of services by its employees or agents at the time and place, and to the extent specified in this Agreement. THERE SHALL BE NO EXPRESS OR IMPLIED WARRANTY OF MERCHANTABILITY BEYOND THE EXPRESS TERMS OF THIS AGREEMENT UNLESS EXPRESSLY AGREED TO IN A WRITING SIGNED BY AN OFFICER OF SELLER. SELLER DOES NOT WARRANT ITS GOODS AS TO THEIR FITNESS FOR ANY SPECIAL USE OR FUNCTION OR AS TO THEIR LIFE AFTER SET TO BUYER AND/OR TO SUBSEQUENT BUYERS OR USERS OF THE GOODS. There are no warranties, express or implied, arising from course of dealing, course of performance, or usage of trade which extend beyond the face of this Agreement. Seller neither assumes nor authorizes any person to assume for it any other liability in connection with the sale of its goods. Seller has no responsibility whatsoever for reimbursing Buyer, its customers or users of the goods, nor shall Seller be liable in damages for repair or replacement costs incurred by Buyer, its customers or users of the goods in connection with the goods or parts thereof, without Seller first having given its written authorization for such charges and without Seller having an opportunity to perform its warranty obligations as hereinabove set forth. Seller's warranties as hereinabove set forth shall not be enlarged or affected by, and no obligation or liability shall arise or grow out of Seller's rendering of technical assistance or service in connection with the goods furnished hereunder. The limitations set forth herein shall not be affected by the failure of the repair and replacement remedy provided hereinabove. In no event shall Buyer, its successors, assigns, customers or users of the goods commence any action against Seller arising out of the sale, delivery or use of the goods and regardless of the form of the action (whether in contract or tort) later than one (1) year after the cause of action has accrued. Buyer's assertion of any rights under this warranty provision shall be in writing and shall specify with particularity the alleged defects in the goods.
 2. **Damages** - Seller shall not be liable for any exemplary, indirect or consequential damages (including loss of goodwill, revenues or profits) suffered by Buyer, any customer of Buyer or any user of the goods resulting from the nondelivery, use or inability to use the goods, integration of the goods with equipment not provided by Seller and/or from any other cause whatsoever, even if Seller has been advised of the possibility of such damage. Seller's maximum total liability under this Agreement for actual, exemplary, incidental, proximate and/or consequential damages or expenses arising from any breach or breaches of warranty or failure to deliver the goods in conformance with this Agreement (regardless of the form of action, whether in contract or in tort) shall not exceed the lesser of: (i) the amount Buyer has paid to Seller for the goods, or (ii) the amount of Buyer's actual damages, or (iii) in the case of property damage or personal injury, the amount of such damages covered by Seller's liability insurance, and the period of such liability shall not extend beyond the warranty period under this Agreement. Buyer's remedies and measure of damages as set forth in this Agreement shall be exclusive of all other remedies.
 3. **Price** - Unless otherwise specified, price includes domestic packaging and crating charges, and transportation to the specified FOB point. Buyer will pay any additional transportation charges. Prices do not include any federal, state, or local taxes, assessments, or import duties applicable to the sales, ownership, production, transportation or use of goods sold. Any such tax or duties shall be separately itemized on Seller's invoice and paid by Buyer, or, in lieu thereof, Buyer shall furnish Seller with a valid tax exemption certification in the event Seller is required to pay such tax or assessments. Buyer shall reimburse Seller upon demand, plus interest on such amount at the rate of ten percent (10%) per annum from the date paid by Seller. Seller shall be under no obligation to contest the validity of any such tax or assessments or to prosecute any claims for refunds or returns. Any personal property taxes or similar taxes or assessments against the goods or on account of materials segregated for the Buyer and being held by the Seller at Buyer's request shall be paid by Buyer.
 4. **Shipments and Packaging** - Unless otherwise agreed in writing, all shipments shall be EX WORKS Seller's plant or plants, and title passed to Buyer upon delivery to carrier at such point, and packaging will be accomplished in accordance with Seller's standard commercial practice for domestic shipments. Seller may ship goods to the Buyer's place of business by such means as Seller shall select if adequate shipping instructions are not received from Buyer at least thirty (30) days before the shipment date. Buyer accepts all risk of loss or damage thereto, upon delivery of goods by Seller to a carrier, shipper, forwarding agent, transporter, or Government mailbox or post office, whether selected by Buyer or Seller. In no event shall Seller be responsible for any goods after delivery to such shipping means.
 5. **Payments** - Terms of payment, on open accounts only, are net thirty (30) days from date of invoice. Buyer agrees to pay Seller's finance charges (10% per annum) for late payments, and any expenses incurred in collecting such unpaid balance and finance charges, or in recovering possession of the goods.
 6. **Cancellation** - This Agreement is subject to cancellation only upon Seller's accepting such cancellation in writing, and the effective date of such cancellation shall be the date of such acceptance. Upon acceptance of cancellation, Seller shall commence efforts to terminate the purchase, rental, service, and employment commitments relating to the order, and Buyer shall be liable for the costs of terminating such commitments, as well for the payment for completed work, work in process at the time of cancellation, and lost profits. Buyer shall make payment of cancellation charges upon receipt of statement of same. Cancellation charges shall not exceed the purchase price of the cancelled portion of the Agreement.
 7. **Acceptance** - Buyer shall inspect all goods immediately upon their delivery to the destination stated in the Agreement and shall within ten (10) days provide written notice to Seller at its principal place of business of any claim that the goods do not conform to the terms of the Agreement. Any such notice shall specify with particularity each alleged defect or nonconformity. If Buyer shall fail to give such timely notice, the goods shall be conclusively deemed to conform to the terms and specifications of this Agreement and shall constitute an irrevocable acceptance of the goods. Any use by Buyer of the goods other than solely for test purposes, or any alteration of the goods by Buyer without Seller's prior written consent, shall be conclusive and binding evidence that the goods conform to the terms and specifications of this Agreement. If Buyer accepts or is deemed to have accepted the goods as hereinabove provided, Buyer shall not be entitled to revoke acceptance thereof at a subsequent time. In the event Buyer timely rejects the goods in accordance with the terms of this Agreement, Buyer shall hold the goods without charge to Seller for a reasonable time until Seller shall give instructions to Buyer with respect to the goods. Should Buyer sell or dispose of the goods, such sale or disposition shall constitute an unequivocal acceptance of the goods, notwithstanding any prior rejection of the goods.
 8. **Excusable Delays** - Seller shall not be in default for failure to deliver or delay in delivery arising out of causes beyond its control and without its negligence, including, but not limited to: Acts of God or the public enemy; Acts of the Government in either its sovereign or contractual capacity; fires, floods, epidemics, quarantine restrictions, strikes, shortages of materials or suppliers, labor disputes, freight embargoes, delays in transit, and unusually severe weather. If the delay or failure to deliver is caused by a delay or failure of a subcontractor supplier of Seller, and such delay or failure arises out of causes beyond the control of Seller, Seller shall not be liable in damages nor shall Seller be in default hereunder, unless the material or services to be furnished by the subcontractor or supplier were obtainable from other sources in sufficient time to permit Seller to meet the required delivery schedule using reasonable effort. Any of the above excusable delays shall not terminate this Agreement, and Seller shall deliver the goods as promptly as practical thereafter. The time the delivery set forth in the Agreement shall be extended, in the event of any change order or request for modification required by Buyer, for such period as is reasonably necessary for Seller to comply with any such change order or request for modification. In the event of a failure to deliver the goods in a timely manner, Buyer shall not have any right of protest. If the goods are not delivered by Seller from any other source except at Buyer's sole expense, provided, however, that after payment to Seller of the contract price for any completed goods and work in process, according to the terms of this Agreement, Buyer may procure such goods or portions thereof with Seller's written approval, and at Buyer's expense, the price of which shall not exceed the amount still owing under this Agreement after required payments for such completed goods and work in process that have been subtracted therefrom. Buyer's acceptance of late delivery goods shall constitute complete and satisfactory performance by Seller.
 9. **Patent Indemnity** - If the goods furnished hereunder are specified in the Agreement as being "standard commercial supplies" of Seller, Seller agrees to indemnify Buyer, its successors, assigns, agents, and users of its products against loss, damage, or liability, including cost and expenses, such as may be incurred on account of any suit, claim, judgment or demand involving infringement or alleged infringement of any patent rights in the manufacture, use or disposition of any goods supplied hereunder, provided Buyer shall promptly notify Seller of any suit instituted against it and, to the full extent of its ability to do so, shall permit Seller to defend the same or make settlement in respect thereto. In the event the goods furnished hereunder are produced under special specifications of Buyer, no liability under this paragraph shall arise against Seller. In like manner, Buyer agrees to save Seller harmless from patent infringements resulting from Seller's compliance with designs and/or specifications not originating with Seller now or hereafter forming a part of this Agreement or with specific written instructions given by Buyer for the purpose of directing the manner in which Seller shall perform this Agreement.
 10. **Use of Products** - Seller grants no license or right, expressly or by implication, estoppel, or otherwise, beyond the right of directing the manner in which Seller shall perform this Agreement. Seller's products are offered for sale and are sold subject in every case to the condition that such sale does not convey any license, expressly or by implication, estoppel, or otherwise, under any patent claim with respect to which Seller could grant licenses covering any other product, or any completed equipment, or any assembly, piping spool, circuit, combination, method or process in which, or in the manufacturing or testing of which, any such Seller products are used (notwithstanding that such Seller products may have been designed only for use in, or may only be useful in, such other patented products or such patented equipment, assembly, piping spool, circuit, combination, method or process, or in the manufacturing or testing thereof, and that Seller products may have been purchased and sold for such use). Seller expressly reserves all its rights under such patent claims.
 11. **Proprietary Rights** - The prints, drawings or specifications of Seller attached hereto or hereafter furnished by Seller to Buyer in connection with the obtaining or the performance of this Agreement are the property of Seller and represent a proprietary article with respect to which Seller retains all United States or foreign letters patent, trademarks or copyrights, including exclusive rights of use, manufacture and sale. Possession by Buyer of such prints, drawings or specifications does not convey any permission to manufacture, use or sell any goods shown thereon, and such information is disclosed to Buyer on a confidential basis. Buyer shall not, directly or indirectly, disclose, copy or otherwise transfer such information to any third party at any time without the prior written consent of Seller. Buyer, Buyer's customers and users of the goods shall not modify or reverse engineer any of the goods or parts thereof.
 12. **Termination** - If Buyer fails to comply with any of the provisions hereof, or becomes the subject of a proceeding under state or federal law for relief of debtors, or makes an assignment for the benefit of creditors, Seller shall have the right to hold Buyer in default and, in addition to any other rights it may have, may cancel this Agreement in whole or in part.
 13. **Effect of Invalidity** - The invalidity in whole or in part of any provision hereof shall not affect the validity of any other provision.
 14. **Credit** - Seller reserves the right at any time to alter or suspend credit, or to change credit terms provided herein, when in its sole opinion the financial condition of the Buyer so warrants. In such case, in addition to any other remedies herein or by law provided, cash payment or satisfactorily security from Buyer may be required by Seller before shipment, or Seller may, at its option, defer further shipments to Buyer until Buyer reestablishes satisfactory credit; cancel the unshipped portions of the order without any liability for failure to ship, or make shipments to Buyer on a prepayment or COD basis. Payments made by trade acceptances, notes, securities, postdated checks, etc., are unacceptable unless first approved in writing by Seller.
 15. **Remedies** - The rights and remedies provided Seller herein shall be cumulative, and in addition to any other rights and remedies provided by law or equity. Seller's failure to insist upon strict performance of any provision of this Agreement shall not be deemed to be a waiver of Seller's rights or remedies, nor a waiver by Seller of any subsequent default by the Buyer in performance of compliance with any of the terms of this Agreement.
 16. **Disputes** - Any controversy or claim arising out of or relating to this Agreement or a breach thereof shall be settled by arbitration in the State of Florida, U.S.A. in accordance with the Rules of the Judicial Arbitration Mediation Service ("JAMS"). Any award or decision obtained from any such arbitration proceeding shall be final and binding on the parties, and judgment on any award thus obtained may be entered in any court having jurisdiction thereof. The arbitrator(s) shall have the right to award any form of relief; provided, however, that the arbitrator(s) shall not have authority to award punitive damages. The cost of the arbitration shall be borne equally by the parties and each party shall be responsible for payment of its own attorneys' fees, expert witness fees and other expenses incurred in connection with the arbitration. In the event JAMS is not available to conduct the arbitration, the arbitration shall be conducted by the American Arbitration Association in accordance with its Rules for Commercial Arbitration then in effect.
 17. **Assignment** - Buyer may not assign this Agreement, or any portion thereof without the express prior written consent of Seller. Subject always to the foregoing, this Agreement inures to the benefit of, and is binding upon, the heirs, legatees, personal representatives, successors and assigns of the parties hereto. In no event shall assignment relieve Buyer of liability for performance of the obligations imposed by this Agreement.
 18. **Conformance with Law** - Buyer assumes all responsibility for conformance of the goods with laws, rules, regulations and ordinances of any governmental or quasi-governmental agency applicable to the use or operation of the goods.
 19. **Entire Agreement** - This Agreement shall constitute the entire understanding of the parties with reference to the subject matter hereof, and it is agreed that there are no understandings, promises, representations or agreements, whether oral or written, heretofore entered into between Seller and Buyer which have any force or effect. Only a writing signed by the parties may amend this Agreement. No agent, employee, or representative of Seller has any authority to bind Seller to any affirmation, promise, representation or warranty concerning the goods, and any such affirmation, promise, representation or warranty shall be of no force or effect unless set forth in this Agreement. The laws of the State of Florida shall govern the formation, performance, and construction of this Agreement.

ANEXO C-5

HERRAMIENTA PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ventas		2.349,63	2.467,11	2.590,47	2.719,99	2.855,99	2.998,79	3.148,73	3.306,17	3.471,48	3.645,05	3.827,30
Costos		13,38	16,30	19,85	24,18	29,45	35,87	43,69	53,21	64,81	78,94	96,15
Utilidad Bruta		2.336,25	2.450,82	2.570,62	2.695,82	2.826,55	2.962,93	3.105,05	3.252,96	3.406,67	3.566,11	3.731,16
Utilidad Neta		2.336,25	2.450,82	2.570,62	2.695,82	2.826,55	2.962,93	3.105,05	3.252,96	3.406,67	3.566,11	3.731,16
Depreciación		13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	0,00
Flujo de Caja Real		2.349,63	2.464,20	2.584,00	2.709,20	2.839,93	2.976,31	3.118,43	3.266,34	3.420,05	3.579,49	3.731,16
Inversión Fija	9.210,07											
Flujo de Caja Neto	9.210,07	2.349,63	2.464,20	2.584,00	2.709,20	2.839,93	2.976,31	3.118,43	3.266,34	3.420,05	3.579,49	3.731,16
Flujo de Caja Acumulado	9.210,07	6.860,44	4.396,24	1.812,24	896,96	3.736,88	6.713,19	9.831,62	13.097,96	16.518,00	20.097,50	23.828,66

Flujo de Biogás (m ³ /h)	0,02	VPN (Euro)	0,00
Precio del Insumo (Euros/m ³)	38,83		
Incremento Anual Combustible	0,05		
Inflación	0,22		
Costos de Operación	13,38		
Depreciación	13,38		
Inversión Inicial	9.210,07		

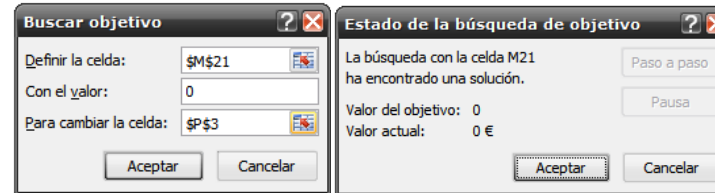


Figura C5-1. Modelo de cálculo para la aplicación Pilotos de Caldera con la herramienta de análisis de sensibilidad.

ANEXO C-6

CASO DE ANÁLISIS – PRECIO INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL

Tabla C6-1. Histórico. Precio del Gas Natural. United State. ⁽²⁹⁾

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Gas Natural	(Dólar/1000 ft ³)					
Sector Industrial	6,53	8,56	7,86	7,59	9,99	8,73

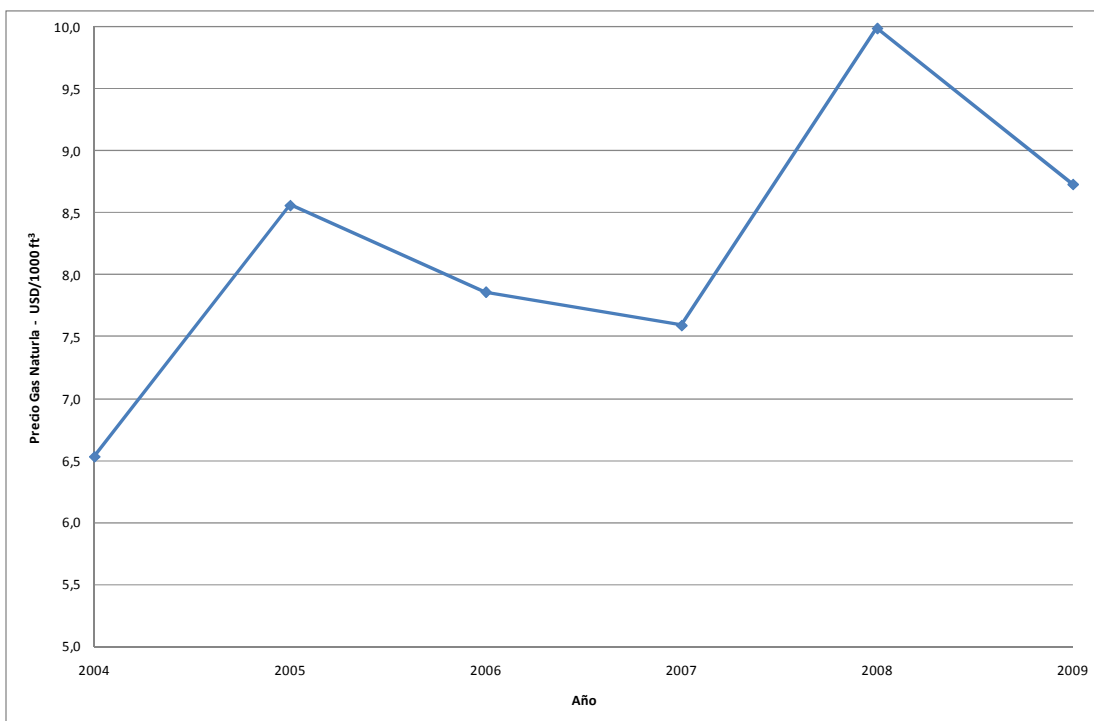


Figura C6-1. Gráfica histórico de precio del Gas Natural. Proyección 2009. United State.

Tabla C6-2. Ingresos asociados a la sustitución del insumo-Gas Natural a precio internacional.

Ingresos	
Gas Natural	
Cantidad Anual de Insumo a Sustituir (m ³)	1.882.758,62
Precio del Insumo (€)	0,404
Total	760.634,48

Tabla C6-3. Flujo de caja. Caldera y Turbina de Vapor. Evaluado con precio Internacional del Gas Natural.

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ventas		760.634	798.666	838.600	880.529	924.556	970.784	1.019.323	1.070.289	1.123.804	1.179.994
Costos		24.995	30.444	37.081	45.165	55.011	67.003	81.610	99.401	121.071	147.464
Utilidad Bruta		735.639	768.222	801.518	835.364	869.545	903.780	937.713	970.888	1.002.733	1.032.530
Utilidad Neta		735.639	768.222	801.518	835.364	869.545	903.780	937.713	970.888	1.002.733	1.032.530
Depreciación		16.430	16.430	16.430	16.430	16.430	16.430	16.430	16.430	16.430	16.430
Flujo de Caja Real		752.069	784.652	817.948	851.794	885.975	920.210	954.143	987.318	1.019.163	1.048.960
Inversión Fija	278.385										
Flujo de Caja Neto	278.385	752.069	784.652	817.948	851.794	885.975	920.210	954.143	987.318	1.019.163	1.048.960
Flujo de Caja Acumulado	278.385	473.684	1.258.336	2.076.284	2.928.078	3.814.053	4.734.264	5.688.406	6.675.724	7.694.887	8.743.847

VPN= 14.576.638 €