

UCH-FC  
Q. Ambiental  
6756  
C-1



**PREFACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA  
DEPURACIÓN Y UTILIZACIÓN DEL BIOGÁS  
GENERADO EN BIODIGESTORES ANAERÓBICOS  
DE PURINES DE CERDOS**

Seminario de Título  
entregado a la  
Facultad de Ciencias de la Universidad de Chile  
en cumplimiento parcial de los requisitos  
para optar al título de

**QUÍMICO AMBIENTAL**

Diego F. Granella de Grenade

Director de Seminario de Título: Agrónomo Alfonso Guijón  
Profesor Patrocinante: Lic. Julio Hidalgo

Noviembre, 2005



**FACULTAD DE CIENCIAS**  
**UNIVERSIDAD DE CHILE**

INFORME DE APROBACIÓN

SEMINARIO DE TITULO

Se informa a la Escuela de Pregrado de la Facultad de Ciencias de la Universidad de Chile que el Seminario de Título presentado por el alumno

**Diego F. Granella de Grenade**

Ha sido aprobado por la Comisión de Evaluación del Seminario de Título como requisito para optar al título de Químico Ambiental.

Comisión

Director de Seminario: Agr. Alfonso Guijón

Profesor Patrocinante: Lic. Julio Hidalgo

Corrector: Dr. Mauricio Isaac

Corrector: Dr. Patricio Rivera

  
.....  
.....  
.....  
.....





*A mis padres y hermano por su incondicional apoyo a lo largo de mi vida*



## AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente a quienes tuvieron la visión de hacer posible un proyecto de energía renovable único en su tipo hecho realidad, Agrícola Super Ltda. Y Poch Ambiental S.A.

A Jaime Ríos, y todos quienes se vieron involucrados de Agrícola Super Ltda, empresa Chilena de vanguardia y nivel mundial.

Al Directorio de Poch Ambiental S.A., en particular a Miguel Sánchez, por su sólida contribución al trabajo y su fé en mi como desarrollador del proyecto.

A Alfonso Guijón, Director del Proyecto, por su vital y acertado enfoque.

A Andrea Rudnick, quien coordino de manera extraordinaria el desarrollo completo del proyecto, por siempre agradecido de ti.

A todo el equipo de Poch Ambiental por su permanente soporte durante el desarrollo del proyecto, sobre todo al cuadrilátero donde día a día se libró la batalla.

A la Profesora Silvia Copaja quien me apoyo permanentemente durante mi paso por la Universidad.

A Julio Hidalgo, quien Patrocino y apoyo el trabajo.

A quienes se los debo todo, ayer, hoy y siempre... mi familia.



## ÍNDICE DE MATERIA

1.	Introducción.....	1
2.	Materiales y Métodos.....	4
2.1.	Ubicación y entorno del proyecto.....	4
2.2.	Características relevantes de los biodigestores.....	5
2.2.1.	Análisis de variables en digestores.....	7
2.3.	Sistema de captación de biogás.....	14
2.4.	Requerimientos energéticos por zona.....	14
2.4.1.	Energía eléctrica.....	15
2.4.2.	Consumo de gas.....	18
2.4.3.	Energía potencial contenida en el biogás.....	20
3.	Resultados experimentales: Caracterización del Biogás.....	27
4.	Revisión Bibliográfica.....	32
4.1.	Producción teórica de biogás.....	32
4.2.	Parámetros y optimización del proceso de producción de biogás.....	35
4.2.1.	Temperatura del substrato.....	35
4.2.2.	Disponibilidad de nutrientes.....	37
4.2.3.	Tiempo de retención hidráulico (TRH).....	37
4.2.4.	Valor de pH.....	39
4.2.5.	% CO <sub>2</sub> en los digestores.....	40
4.2.6.	Agitación.....	40
4.2.7.	Factores inhibitorios de la fermentación.....	41
4.3.	Acondicionamiento del biogás previo a su utilización.....	42
4.3.1.	Remoción de ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S).....	44
4.3.2.	Depuración del biogás.....	51
4.4.	Alternativas de utilización del biogás para Agrícola Super Ltda.....	58
4.4.1.	Sistemas de calefacción.....	62
4.4.2.	Cogeneración.....	65
5.	Resultados y Discusión.....	70
5.1.	Empresas y Alternativas Contactadas.....	70
5.2.	Utilización del biogás en equipos de calefacción.....	72
5.2.1.	Calentadores de aire.....	73
5.2.2.	Lámparas calefactoras.....	74

5.2.3. Calderas.....	74
5.3. Cogeneración .....	80
5.3.1. Dresser-Waukesha, USA .....	86
5.3.2. ENER-G, Inglaterra .....	88
5.3.3. Finning Power Systems, Chile .....	89
5.3.4. TBE, Chile .....	90
5.4. Análisis de Inversión en Equipamiento y Costos.....	93
5.4.1. Remoción de H <sub>2</sub> S .....	93
5.4.2. Utilización del biogás en equipos de calefacción.....	98
5.4.3. Cogeneración.....	105
5.4.4. Alternativas a evaluar por sitio.....	112
5.5. Evaluación Económica .....	113
5.5.1. Sitio 1 .....	117
5.5.2. Sitio 2.....	120
5.5.3. Sitio 3.....	124
5.5.4. Sitio 4.....	127
5.5.5. Sitio 5.....	130
5.5.6. Sitio 6.....	133
5.5.7. Sitio 7.....	133
6. Conclusiones.....	138
7. Bibliografía .....	147
8. ANEXO I: Análisis cromatográfico biogás Agrícola Super .....	152
9. ANEXO II: Cotizaciones cogeneración .....	169
10. ANEXO III: Cotizaciones calefacción.....	227
11. ANEXO IV: Oferta de compra por biogás propiedad de Agrícola Super.....	254
12. ANEXO V: Limpieza del biogás .....	255
12.1. Remoción de ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S).....	255
12.1.1. Remoción biológica de H <sub>2</sub> S: empresa Bigadan, Dinamarca .....	255
12.1.2. Remoción biológica de H <sub>2</sub> S: empresa NATCOGROUP, USA.....	256
12.1.3. Remoción físico-química de H <sub>2</sub> S: empresa Flargent, Argentina .....	257
12.1.4. Remoción físico-química de H <sub>2</sub> S: empresa TBE, Chile .....	257
12.2. Depuración del biogás .....	259
12.2.1. Pressure Swing Adsorption (PSA): empresa CarboTech, Alemania.....	260



12.2.2.	Tecnología Greenlane: empresa Flotech, Suecia.....	261
12.2.3.	Tecnología membranas de separación: Biogas Corporation, Inglaterra	262
12.3.	Inversión asociada a la depuración del biogás .....	262
12.3.1.	Tecnología Pressure Swing Adsorption (PSA) .....	262
12.3.2.	Tecnología Greenlane .....	263





## Índice de Tablas

Tabla 1. Ubicación de biodigestores de purines de cerdo de Agrícola Súper Ltda. ....	5
Tabla 2. Régimen de operación biodigestores.....	6
Tabla 3. Principales parámetros de diseño biodigestores de Agrícola Súper Ltda.....	7
Tabla 4. Temperaturas biodigestores (promedio 2004) .....	7
Tabla 5. Tiempos de retención hidráulicos biodigestores (promedio 2004) .....	8
Tabla 6. Valores de pH (promedio 2004) .....	9
Tabla 7. Valores de % CO <sub>2</sub> (promedio 2004) .....	9
Tabla 8. Cuadro resumen producción biogás 2004, Agrícola Súper Ltda. ....	13
Tabla 9. Potencias instaladas en planteles y sistemas de tratamiento, Agrícola Súper Ltda. ....	16
Tabla 10. Consumos GLP por zona de proyecto .....	19
Tabla 11. Electricidad potencial a partir de biogás.....	23
Tabla 12. Energía contenida en el biogás.....	24
Tabla 13. Balance energético entre biogás y GLP.....	25
Tabla 14. Caracterización biogás digestores .....	28
Tabla 15: Composición típica biogás.....	33
Tabla 16. Concentraciones limitantes de la metanogénesis para varios inhibidores.....	41
Tabla 17. Tecnologías aplicables a biogás y grado de depuración recomendado .....	45
Tabla 18. Métodos de remoción H <sub>2</sub> S desde el biogás.....	46
Tabla 19. Especificaciones biogás crudo / biogás depurado.....	52
Tabla 20. Tecnologías empleadas en el enriquecimiento de metano a partir de biogás ..	52
Tabla 21. Principales ventajas y desventajas de motores recíprocos.....	69
Tabla 22. Empresas oferentes de equipamiento para biogás.....	71
Tabla 23: Especificaciones técnicas equipos ofrecidos por Thermobile .....	73
Tabla 24: Ahorro generado al suplir GLP en grupos evaluados .....	75
Tabla 25. Características calderas Lochnivar.....	76
Tabla 26. Fracción de electricidad parcialmente cubierta por cogeneración .....	81
Tabla 27. Análisis disponibilidad de biogás para cogeneración.....	81
Tabla 28. Parámetros de operación motor Caterpillar G 3516.....	89



Tabla 29. Equipamiento cogeneración propuesto por TBE .....	91
Tabla 30. Inversión y costos asociados a sistema de remoción de H <sub>2</sub> S, Bigadan .....	95
Tabla 31. Inversión y costos asociados a sistemas de remoción de H <sub>2</sub> S, NATCOGROUP .....	95
Tabla 32. Inversión y costos asociados a sistemas de remoción de H <sub>2</sub> S, Flargent .....	96
Tabla 33: Propuesta TBE remoción de H <sub>2</sub> S .....	96
Tabla 34. Valores referenciales de calentadores de aire, Thermobile .....	101
Tabla 35. Características e inversión asociada a calderas propuestas por Thermal Engineering .....	103
Tabla 36. Características e inversión asociada a calderas Cleaver-Brooks .....	104
Tabla 37. Características e inversión asociada a calderas Parker Boiler CO. ....	105
Tabla 38. Costos asociados a equipo VHP 5794 LT .....	107
Tabla 39. Costos asociados a equipo VGF 36 GT.....	107
Tabla 40. Costos de operación y mantención G3512 .....	108
Tabla 41. Valores señalados por Ener-G.....	109
Tabla 42. Costos de equipamiento sistema de cogeneración Deutz.....	110
Tabla 43. Cuadro resumen equipos de cogeneración .....	111
Tabla 44. Posibilidades evaluadas según locación .....	112
Tabla 45. Generación Eléctrica Sitio 1 .....	117
Tabla 46. Evaluación Económica Cogeneración Sitio 1.....	117
Tabla 47. Itemizado de costos preliminar de cogeneración Sitio 1 .....	119
Tabla 48. Generación Eléctrica Sitio 2 .....	121
Tabla 49. Evaluación económica Sitio 2.....	121
Tabla 50: Itemizado de costos preliminar de cogeneración Sitio 2.....	123
Tabla 51. Generación Eléctrica Sitio 3 .....	124
Tabla 52. Evaluación Económica Cogeneración Sitio 3.....	124
Tabla 53. Itemizado de costos preliminar de cogeneración Sitio 3 .....	126
Tabla 54. Distancia de grupos al biodigestor Sitio 4 .....	127
Tabla 55. Operación calderas a biogás Sitio 4 .....	128
Tabla 56. Evaluación económica implementación calderas a biogás Sitio 4.....	128
Tabla 57. Itemizado de costos preliminar de calefacción pabellones Sitio 4.....	129
Tabla 58. Distancia de grupo al biodigestor Sitio 5.....	130

Tabla 59. Operación calderas a biogás Sitio 5 .....	131
Tabla 60. Itemizado de costos preliminar pabellones Sitio 5.....	132
Tabla 61. Distancias de grupos al biodigestor Sitio 7.....	134
Tabla 62. Operación calderas a biogás Sitio 7 .....	134
Tabla 63. Evaluación económica implementación calderas a biogás Sitio 7.....	135
Tabla 64. Evaluación económica preliminar de calefacción pabellones Sitio 7 .....	136
Tabla 65. Capacidades del equipo de remoción biológica .....	255
Tabla 66. Características tanque de remoción de ácido sulfhídrico .....	255
Tabla 67. Volúmenes estimados de generación de lodos.....	257
Tabla 68. Composición esperada del biogás posterior al tratamiento Greenlane.....	261
Tabla 69. Inversión asociada a la tecnología PSA.....	263
Tabla 70. Costos asociados a tecnología PSA.....	263
Tabla 71. Inversión tecnología Greenlane .....	263
Tabla 72. Inversión y costos de tecnologías de depuración del Biogás.....	264



## Índice de Figuras

Figura 1. Diagrama de flujo de purines.....	5
Figura 2. Enriquecimiento de metano por PSA por medio de tamices moleculares de carbón .....	54
Figura 3. Enriquecimiento de metano utilizando tecnología PSA diseñada por CarboTech .....	55
Figura 4. Diagrama de operación tecnología Greenlane.....	58
Figura 5. Diagrama de flujo alternativas evaluadas.....	61
Figura 6. Esquema sistema tipo de cogeneración.....	67
Figura 7. Disponibilidad Biogás Cogeneración Sitio 1 2004 - 2005.....	83
Figura 8. Disponibilidad biogás para cogeneración Sitio 2 2004 - 2005.....	84
Figura 9. Disponibilidad biogás para cogeneración Sitio 3 2004 - 2005.....	85
Figura10. Bacteria Thiobacillus y formaciones de sulfuro (flecha) a su alrededor.....	256

## RESUMEN

El proyecto evalúa la situación actual de ocho biodigestores anaeróbicos pertenecientes a Agrícola Super Ltda. El informe analiza principalmente la producción de biogás en biodigestores anaeróbicos; evalúa la posibilidad de cubrir actuales requerimientos energéticos (calóricos y eléctricos); se realizó una revisión bibliográfica; la que evalúa alternativas de limpieza y depuración del biogás; entrega la composición química del biogás generado y analiza mediante evaluaciones económicas las posibilidades técnico-económicas reales de utilización de éste. El presente informe conforma el escrito final derivado del proyecto, siendo su principal objetivo informar las alternativas definitivas con posibilidades reales de implementación.

Se deduce que la utilización del biogás es una opción real, dado que éste está compuesto principalmente por metano 55% - 70% (valor que oscila entre los 8 digestores), el hidrocarburo más simple que le otorga las propiedades de combustible. El hecho fue corroborado mediante análisis cromatográficos en laboratorios.

Se estudio alternativas de limpieza del biogás tales como la remoción de  $H_2S$  o la depuración del biogás (generar un caudal virtualmente compuesto únicamente por metano). La limpieza se analizó pensando en la utilización del biogás para fines de calefacción o cogeneración. Finalmente se descarta la limpieza (a excepción de cogeneración con Waukesha) debido a la alta inversión asociada y puesto que se opto por equipos capaces de operar con el biogás crudo.

Se analizaron posibilidades de cogeneración en zonas de alto consumo energético por efecto de la proximidad de plantas de lodos construidas (Sitio 1 y Sitio 2) y

proyectada (Sitio 3). Esto con el objeto de cubrir parcialmente los requerimientos eléctricos generados por los sistemas de tratamiento mencionados. La cogeneración presentaría ahorros significativos en cuanto al consumo eléctrico de los sectores evaluados (Sitio 1, Sitio 2, Sitio 3), puesto que la energía eléctrica generada lograría amortiguar parcialmente los gastos de operación de plantas de lodos activados u otras tecnologías de tratamiento asociadas. La tecnología se evaluó con cuatro firmas: Waukesha, Caterpillar, Ener-G y Deutz.

La calefacción de cerdos se evaluó en grupos reproductores de Sitio 4, Sitio 5 y Sitio 7. Estos sectores poseen demandas sostenidas de GLP en la actualidad empleadas para calefaccionar a lechones. Sitio 6 se excluye del análisis en vista que su sistema de calefacción se basa en sistemas eléctricos y de combustión de GLP al interior de pabellones, este sitio no posee sistemas de calefacción mediante calderas de agua caliente.

La calefacción de los cerdos en pabellones finalmente se limita a la operación de calderas en base a biogás, descartando las lámparas calefactores y los calentadores de aire. Lo anterior se justifica en base a que existe una fuerte incertidumbre en la combustión del biogás al interior de pabellones puesto que el biogás no está compuesto únicamente por hidrocarburos como es el caso del empleado GLP (gas licuado de petróleo). En la combustión del biogás al interior de pabellones existe riesgo de aumento en la tasa de mortalidad junto a la posibilidad de alterar otros parámetros asociados a la crianza del cerdo. Además existe riesgo de deterioro de la infraestructura. Lo anterior se atribuye al alto poder corrosivo de los productos de combustión del  $H_2S$  presente en el biogás, éste es un compuesto de propiedades fuertemente ácidas. La remoción del  $H_2S$  reduce notablemente la incertidumbre

asociada a esta tecnología, sin embargo, esta no garantiza el bienestar de los cerdos o un óptimo funcionamiento de los equipos puesto que su remoción rara vez es total.

La tecnología de calefacción en base a calderas a biogás se perfila como la mejor opción para grupos reproductores. La combustión del biogás se realiza en las calderas localizadas fuera de los pabellones y el calor generado es transportado hasta los cerdos mediante circuitos cerrados de agua caliente operados por la caldera, eliminando así cualquier riesgo de alterar las condiciones atmosféricas al interior de pabellones.

Las evaluaciones económicas señalan que la depuración del biogás (generar un caudal compuesto virtualmente por metano puro) es una alternativa donde los beneficios no se corresponden a la inversión asociada hecho reflejado en los indicadores económicos, siendo esta una opción poco atractiva para la limpieza del biogás.

Las evaluaciones económicas señalan a la cogeneración como una alternativa atractiva a implementar en digestores calientes (Sitio 1, Sitio 2 y Sitio 3), obteniéndose indicadores económicos positivos para todas las alternativas evaluadas a excepción de la propuesta presentada por Finning Power Systems (Caterpillar). Los digestores calientes estarían en condiciones de tener una potencia instalada en torno de 1 MW cada uno, la energía eléctrica generada sería consumida por completo al interior de los predios de Agrícola Super.

Las evaluaciones económicas para fines de calefacción en base a calderas a biogás en Sitio 4 (G.N°23, G.N°24, G.N°10), Sitio 5 (G.N°21) y Sitio 7 (G.N°8, G.N°25) se perfilan como una alternativa sumamente atractiva de desarrollar. Con tasas internas

de retorno (TIR) que boredean entre 40% y 80% en las mejores alternativas evaluadas por grupo.

Las conclusiones señalan que el biogás generado en los biodigestores de Agrícola Super posee suficiente metano (55% – 70%) como para efectivamente utilizarlo de manera eficiente, ya sea preferentemente mediante cogeneración para los digestores calientes (Sitio 1, Sitio 2 y Sitio 3) y para fines de calefacción en grupos reproductores cercanos a biodigestores fríos (Sitio 4, Sitio 5, Sitio 7); Sitio 6 deberá someterse a una posterior evaluación de conversión de sus sistemas a biogás en caso de obtener los resultados esperados en los grupos restantes. El digestor de Sitio 8 se mantiene al margen de la evaluación puesto que su futuro se esta por definir.

## ABSTRACT

The present study was requested by Agrícola Super Ltda. to Poch Ambiental S.A. being its main objective to propose reasonable utilization options to the biogas produced at the eight anaerobic digesters property of the company.

A complete review of the project digesters location and its main operating parameters was done.

A bibliographic review on biogas production, cleaning and upgrading the gas, and the main issues concerning its utilization on CHP (combined heat & power) and heating systems involved in swine production was realized.

The biogas was chemically analyzed under gas chromatography and it was determined as usable containing a methane % between 55 – 70 % for the eight anaerobic digesters.

The energetic requirements (consumed electricity and propane) on the project zone were determined in order to visualize which fraction of the requirements could be covered with the use of the biogas. It is stated that 20% of the installed electric power on the project location could be covered in case of utilizing all the biogas produced for this purpose; on the other hand 100% of the heating requirements for the evaluated barns of the company could be covered

Several options were analyzed for biogas utilization, remarking CHP and heating systems based on hot water biogas boilers. Both technologies can work with raw biogas.

The selected utilization equipment and everything else needed to implement the project was quoted as a budgetary price. With this information economic evaluations were made up obtaining positive economic indicators revealing that the proposed project is feasible in technical and economical terms.

The project contributes to sustainable development by using biogas, a renewable energy, which displaces the actual utilization of fossil fuels used to generate electricity and heat.

## **1. INTRODUCCIÓN**

La captación y utilización del biogás constituye una práctica pionera en Chile. Agrícola Super Ltda., como empresa líder en el país en producción porcina y sistemas de tratamiento asociados a ésta, se ha contactado con Poch Ambiental S.A. a través de su Gerente de Producción Porcina, Don Jaime Ríos, con el fin de encargar un estudio para evaluar las posibilidades reales de utilización del biogás generado en los ocho biodigestores anaeróbicos con que cuenta la compañía como parte de sus sistemas de tratamiento.

La mezcla de gases, comúnmente conocida como biogás, posee un poder calorífico suficiente como para pensar en la utilización de éste como fuente energética, acarreando consigo una serie de ventajas ambientales y económicas al emplear esta fuente de energía renovable.

El presente escrito corresponde al informe final, el cual contiene la información recabada a lo largo de la duración del proyecto. Para cada digestor se ha realizado un análisis de datos completo acerca de la producción de biogás generado a lo largo del año 2004. En muchos de los casos, los datos se encontraban parcialmente completos por lo que, en ausencia parcial de datos por efecto de problemas técnicos de los equipos (falla en caudalímetros, etc), o por el hecho que los digestores entraran en marcha a fines del 2004 (caso de Sitio 5 y Sitio 6), se procedió a utilizar los valores de diseño de producción de biogás como referente para el trabajo.

Desde la perspectiva económica, la ventaja que posee el biogás como combustible para Agrícola Super Ltda. es el bajo o nulo costo inicial de éste y la potencial reducción o eliminación de los costos de disposición de los residuos líquidos.

Potenciales desventajas corresponderían a los costos de inversión y mantención en cuanto a manejo, tratamiento y equipos de combustión especializado requerido.<sup>1</sup>

El principal objetivo del presente estudio recae en evaluar las alternativas factibles de utilización del biogás generado en los ocho biodigestores anaeróbicos de residuos de cerdos propiedad de Agrícola Súper Ltda. de éste objetivo general se desprenden una serie de objetivos específicos los que se detallan a continuación:

- Caracterizar el biogás proveniente de ocho digestores anaeróbicos (Sitio 1, Sitio 2, Sitio 3, Sitio 4, Sitio 5, Sitio 6, Sitio 7 y Sitio 8).
- Determinar los requerimientos energéticos del área donde se emplazan los biodigestores.
- En base a la calidad y características del biogás, determinar y evaluar las alternativas de utilización técnico-económicas más factibles de empleo de éste.
- Cotizar los equipamientos seleccionados para la utilización del biogás de cada biodigestor.
- Realizar una evaluación económica de las alternativas técnicamente factibles.

El objetivo de éste estudio no incluye la optimización del funcionamiento de los biodigestores. Este tema debe ser abordado con un estudio propio para maximizar las utilidades del presente proyecto al eventualmente generar mayores volúmenes de biogás, hecho que acarrea consigo mayores beneficios asociados. Ambos estudios por ende son de carácter complementario, por lo que no corresponde el analizar a fondo el comportamiento y producción de biogás en ellos, sino evaluar las oportunidades con el biogás que se dispone en la actualidad en cada digestor.

Dependiendo de la calidad y cantidad del biogás generado en cada uno de los digestores, junto con analizar el contexto geográfico en el cual se emplaza cada uno, se procede a evaluar cual de las alternativas expuestas o tal vez una combinación de

---

<sup>1</sup> EDUCOGEN. A Guide to Cogeneration, March 2001.

ellas sea la más factible tanto técnica como económicamente para cada zona donde se emplaza un biodigestor. A medida que se desarrolla la presente investigación se seleccionarán las mejores alternativas para el uso del biogás de acuerdo al contexto en que esta inmersa cada zona, intentando satisfacer el máximo de los requerimientos energéticos específicos asociados a cada sector.

## **2. MATERIALES Y MÉTODOS**

El presente capítulo describe en detalle el emplazamiento de los digestores evaluados en el proyecto. Además, hace mención a los principales parámetros operativos de éstos los que entregan una figura completa de los principales mecanismos de operación de los sistemas de tratamiento existentes. Finalmente, se evalúan los consumos energéticos existentes como: gas licuado de propano (GLP) y electricidad. Una vez determinados los requerimientos energéticos se procede a evaluar la energía contenida en el biogás y verificar que fracción de los requerimientos pudiese ser cubierta por la energía renovable generada.

### **2.1. Ubicación y entorno del proyecto**

Actualmente existen y se encuentran operativos los sistemas de captación y manejo del biogás correspondientes a los ocho biodigestores anaeróbicos. En tres biodigestores (digestores calientes: Sitio 1, Sitio 2 y Sitio 3) se lleva a cabo la utilización parcial del biogás para elevar a 36 °C el purín al interior del biodigestor. El excedente de biogás es quemado en una antorcha abierta de combustión. Mientras en los cinco biodigestores restantes (Sitio 4, Sitio 5, Sitio 6, Sitio 7 y Sitio 8) el biogás generado es actualmente quemado directamente en la antorcha.

La Tabla 1 resume las ubicaciones donde se emplazan los biodigestores.

Tabla 1. Ubicación de biodigestores de purines de cerdo de Agrícola Súper Ltda.<sup>2</sup>

Biodigestor	Región	Coordenadas ubicación (UTM.)	
Sitio 1	R.M.	6.236.349 N	256.888 E
Sitio 2	VI	6.194.060 N	275.200 E
Sitio 3	VI	6.207.851 N	262.719 E
Sitio 4	R.M.	6.246.430 N	295.316 E
Sitio 5	R.M.	6.240.684 N	291.575 E
Sitio 6	R.M.	6.239.093 N	288.670 E
Sitio 7	VI	6.226.900 N	328.700 E
Sitio 8	R.M.	6.241.989 N	257.675 E

A continuación, la Figura 1, presenta un diagrama simplificado del flujo de los purines en los sectores evaluados.

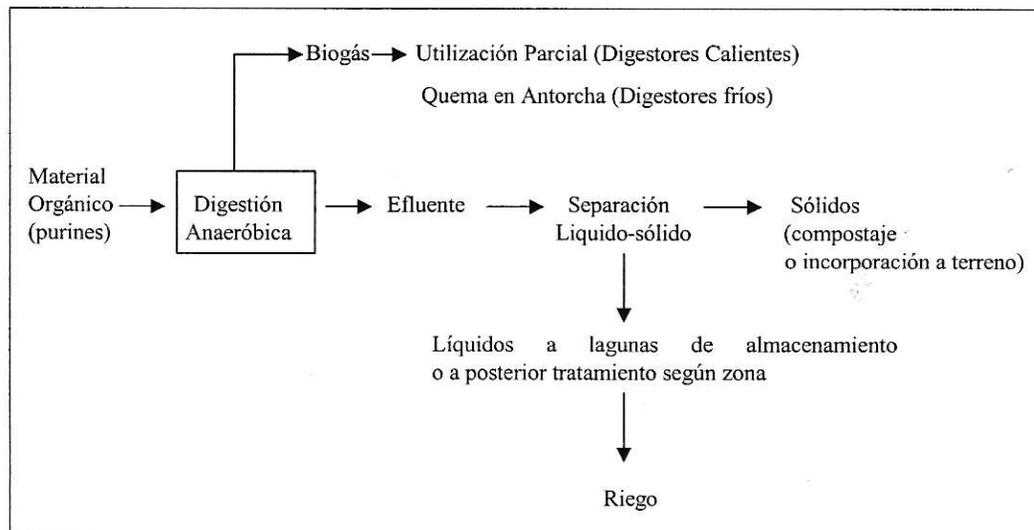


Figura 1. Diagrama de flujo de purines

## 2.2. Características relevantes de los biodigestores

Los biodigestores se clasifican de acuerdo a los regímenes de temperatura en los cuales operan. En el caso de Agrícola Super Ltda. los digestores son de dos tipos: fríos (psicrofílico, bajo los 20 °C) y calientes (mesofílicos, entre lo 20 y 40 °C). Los

denominados digestores calientes o mesofílicos son tres (ver Tabla 2) y mantienen una temperatura de los purines en su interior en torno a los 36 °C. El calentamiento se lleva a cabo gracias a tres calderas (una por digestor) las que operan a partir de la producción de biogás generada en los mismos digestores. Por su parte, los digestores fríos operan a temperatura ambiente y su temperatura oscila anualmente de acuerdo a las variaciones estacionales, en torno a un rango aproximado de  $20 \pm 10$  °C.

La Tabla 2, clasifica todos los digestores involucrados en el proyecto, de acuerdo al tipo de purín que reciben, régimen de operación que poseen y la temperatura a la cual operan por diseño.

**Tabla 2. Régimen de operación biodigestores<sup>3</sup>**

Régimen de operación	Zona de emplazamiento	Tipo de crianza asociado	Temperatura de operación por diseño (°C)
Digestor mesofílico	Sitio 1	Destete – Venta	36
	Sitio 2	Engorda	36
	Sitio 3	Destete – Venta	36
Digestor psicofílico	Sitio 4	Reproductora	Ambiente
	Sitio 5	Reproductora	Ambiente
	Sitio 6	Reproductora	Ambiente
	Sitio 7	Reproductora	Ambiente
	Sitio 8	Destete – Venta	Ambiente

A continuación se describen las principales variables de diseño asociadas a los biodigestores:

<sup>2</sup> Agrícola Súper Ltda.

<sup>3</sup> Agrícola Super Ltda.

**Tabla 3. Principales parámetros de diseño biodigestores de Agrícola Súper Ltda.<sup>4</sup>**

Nombre biodigestor	Nº de cerdos	Volumen de tratamiento (m <sup>3</sup> )	Caudal total tratado (m <sup>3</sup> /día)	Total S.V. (kg/día)	Temperatura operación (°C)	T.R.H. (días)	Caudal teórico de biogás (m <sup>3</sup> /día)
Sitio 1	241,500	67.000	2.701	82.140	36,0	40	35.838
Sitio 2	120,000	37.000	1.486	39.658	36,0	24	17.301
Sitio 3	137,600	30.658	1.542	44.849	35,8	20	19.566
Sitio 4	18,000	62.397	1.080	8.088	Ambiente	56	3.083
Sitio 5	18,000	70.000	1.191	8.229	Ambiente	58	3.083
Sitio 6	13,500	45.000	893	6.295	Ambiente	50	2.380
Sitio 7	19,920	67.000	1.445	13.314	Ambiente	42	4.506
Sitio 8	103,200	31.000	1.592	24.333	Ambiente	36	4.000

### 2.2.1. Análisis de variables en digestores

#### Temperatura

Las temperaturas promedio presentadas por los digestores del proyecto a lo largo del año 2004 se exponen a continuación.

**Tabla 4. Temperaturas biodigestores (promedio 2004)<sup>5</sup>**

Biodigestor	Régimen Temperatura	T °C
Sitio 1	Caliente	28,1
Sitio 2	Caliente	32,0
Sitio 3	Caliente	34,5
Sitio 4	Frío	20,4
Sitio 5	Frío	27,2*
Sitio 6	Frío	23,2*
Sitio 7	Frío	20,1
Sitio 8	Frío	18,9

\* Sólo se cuenta con datos de meses de verano (diciembre – marzo)

Como se puede apreciar en la Tabla 4 los digestores calientes, a excepción de Sitio 3, evidencian problemas de operación en vista que sus temperaturas promedio se distancian de los 36 °C estipulados por diseño. Sitio 3 es el digestor que más se acerca a dicho parámetro corroborando su régimen de funcionamiento estable. Mientras Sitio 1 y Sitio 2 evidencian cierta discontinuidad en la marcha de sus

<sup>4</sup> Agrícola Super Ltda.

<sup>5</sup> Agrícola Super Ltda.

calderas para calentar purines, hecho que ocasiona que la temperatura promedio disminuya bordeando los 30 °C en ambos casos.

Para el caso de los digestores fríos, las temperaturas anuales promedio oscilan entre los 18,9 °C (Sitio 8) y los 20,4 °C (Sitio 4). Temperaturas que se relacionan directamente con los promedios anuales de temperatura registrados a nivel ambiental.

### **Tiempo de retención hidráulico**

Los tiempos de retención hidráulicos asociados a los ocho biodigestores corresponden a:

**Tabla 5. Tiempos de retención hidráulicos biodigestores (promedio 2004) <sup>6</sup>**

Biodigestor	T.R.H (d)
Sitio 1	25
Sitio 2	24
Sitio 3	20
Sitio 4	56
Sitio 5	58
Sitio 6	50
Sitio 7	46
Sitio 8	36

Los digestores calientes presentan tiempos de retención hidráulicos considerablemente menores que los digestores fríos, del orden de 25 días, la mitad del tiempo empleado para digestores fríos. Se debe destacar que a mayor temperatura, mayor es el grado de degradación de la materia orgánica; hecho que explica el menor tiempo de retención asignado a los digestores calientes, acelerando así el tratamiento de efluentes.

### **pH**

A continuación, se señalan los valores promedio de pH registrados durante el año 2004.

---

<sup>6</sup> Agrícola Super Ltda.

**Tabla 6. Valores de pH (promedio 2004) <sup>7</sup>**

Biodigestor	pH
Sitio 1	7,64
Sitio 2	7,79
Sitio 3	7,73
Sitio 4	7,30
Sitio 5	7,28
Sitio 6	7,32
Sitio 7	7,22
Sitio 8	7,49

El pH como indicador general señala a grandes rasgos que los digestores no presentaron mayores complicaciones; encontrándose todos los valores en un rango de neutro a levemente básico. Se debe mencionar que los digestores son sistemas con una fuerte capacidad buffer o tampón, en vista que éstos poseen en su interior gran número de ácidos y bases débiles los que regulan y evitan bruscos cambios en el pH. Dado lo anterior, en éste tipo de sistemas el pH no es más que un indicador grueso de las condiciones ácido-base del sistema y de la estabilidad del reactor.

#### % CO<sub>2</sub>

El % de CO<sub>2</sub> resulta un indicador fundamental de la calidad del biogás. Cuando al porcentaje de CO<sub>2</sub> se resta la diferencia al 100%, se obtiene una estimación gruesa del porcentaje de metano contenido en el gas. Los resultados promedio monitoreados a lo largo del 2004 se observan en la Tabla 7.

**Tabla 7. Valores de % CO<sub>2</sub> (promedio 2004) <sup>8</sup>**

Biodigestor	% CO <sub>2</sub>
Sitio 1	30,6
Sitio 2	36,4
Sitio 3	32,0
Sitio 4	27,0
Sitio 5	27,0
Sitio 6	23,2
Sitio 7	26,0
Sitio 8	33,0

---

<sup>7</sup> Agrícola Super Ltda.

<sup>8</sup> Agrícola Super Ltda.

Como se aprecia, todos los datos señalados se ajustan a los rangos de composición teóricos del biogás señalados en la Tabla 15, con valores en torno del 10-50 % de CO<sub>2</sub>.

### **Agitación**

Los digestores de Sitio 1, Sitio 2, Sitio 3, Sitio 7 y Sitio 8 cuentan cada uno con cuatro agitadores en su interior, a excepción de Sitio 4 que cuenta con 2 agitadores, mientras Sitio 5 y Sitio 6 emplean cada uno 6 agitadores. Todos ellos poseen planes periódicos establecidos de agitación de 24 horas al día con la finalidad de mantener una mezcla homogénea del purín al interior del digestor<sup>9</sup>.

### **Producción de biogás**

Se procede a realizar una breve descripción de la producción de biogás en cada sitio evaluado y un posterior análisis.

#### ***Sitio 1***

Concebido como el más grande de todos los digestores de Agrícola Super Ltda. en términos de producción de biogás. Sitio 1 está diseñado para recibir los efluentes de 241.500 cerdos Destete-Venta. Este posee una producción de biogás superior a todos los otros digestores; con un promedio de producción durante 2004 de **19.117 m<sup>3</sup>/día**. Sin embargo, el promedio se encuentra muy por debajo del biogás proyectado por diseño (34.838 m<sup>3</sup>/día).

#### ***Sitio 2***

Sitio 2 es un biodigestor diseñado para el tratamiento de purines de cerdos procedentes de engorda, el cual recibe el efluente de 120.000 cerdos. Mostró un marcado descenso en la producción de biogás durante el primer semestre de 2004,

---

<sup>9</sup> Agrícola Super Ltda.

situación que se estabilizó durante la segunda mitad del año entregando finalmente un promedio anual de **12.300 m<sup>3</sup>/día**.

### ***Sitio 3***

Orientado para el tratamiento de purines de cerdo destete-venta, Sitio 3, con sus 137.600 cerdos es el digestor que presenta el comportamiento más estable de todos, desde una óptica de variables de operación y producción de biogás. Con una producción promedio de biogás durante el año 2004 de **14.433 m<sup>3</sup>/día** producto de su régimen caliente. Se destaca la continuidad en su producción de biogás, hecho muy positivo al pensar en la utilización de éste, ya que en cierta forma asegura continuidad en la entrega energética.

### ***Sitio 4***

El grupo reproductor Sitio 4 fue diseñado para el tratamiento de efluentes provenientes de 18.000 reproductoras. Existen registros desde mayo hasta Julio a lo largo del 2004. En estos tres meses se recogió que el promedio anual corresponde a **4.777 m<sup>3</sup>/día**.

### ***Sitio 5***

El sector Sitio 5 responde a un grupo reproductor de 18.000 madres. Dada su reciente puesta en marcha, durante el último trimestre del 2004, no existen registros representativos de biogás hasta la fecha. Por efecto de su reciente puesta en marcha y debido a que el digestor aún no se encuentra operando a carga completa, se obtienen valores no representativos. Debido a esto se deberá proyectar el caudal de biogás esperado en base a los parámetros de diseño, **3.083 m<sup>3</sup>/día**.

### ***Sitio 6***

Sitio 6 enfrenta una situación similar a la experimentada en Sitio 5. Esta reproductora, más pequeña, proyectada para 13.500 hembras entró en operación

durante el último trimestre del 2004 por lo que el procedimiento de trabajo es análogo a Sitio 5, el caudal teórico asciende a **2.380m<sup>3</sup>/día**.

#### ***Sitio 7***

El digestor frío del grupo reproductor Sitio 7 actualmente recibe el efluente producido por 17.100 reproductoras. Como digestor frío, la producción de biogás es limitada en comparación con los digestores calientes; hecho que no significa bajo ningún punto de que su biogás no sea utilizable. Sitio 7 presentó un promedio de **2.705 m<sup>3</sup>/día** durante el 2004.

Se destaca que las mediciones realizadas a lo largo de 2004 se llevaron a cabo entre los meses de Enero a Mayo, debido a fallas de los equipos de medición no fue posible registrar la producción para el resto del año.

#### ***Sitio 8***

Con capacidad de tratamiento actual para 103.200 cerdos, este digestor frío diseñado para cerdos Destete-Venta registró un monitoreo constante a lo largo de todo el 2004. Presentó un caudal de biogás promedio de **4.184 m<sup>3</sup>/día**. Sitio 8 se mantiene al margen de la presente evaluación puesto que el digestor pudiese sufrir transformaciones en el futuro cercano, inhabilitando cualquier análisis actual.

La **Tabla 8** señala los valores asociados a la producción de biogás para los digestores involucrados en el proyecto.

**Tabla 8. Cuadro resumen producción biogás 2004, Agrícola Súper Ltda.<sup>10</sup>**

Biodigestor	Biogás teórico* (m <sup>3</sup> /día)	Biogás promedio (m <sup>3</sup> /día)	Biogás máx. (m <sup>3</sup> /día)	Biogás min. (m <sup>3</sup> /día)
Sitio 1	35.838	19.117	34.494	9.146
Sitio 2	17.301	12.300	15.205	5.500
Sitio 3	19.566	14.433	16.368	13.001
Sitio 4	3.083	4.777	5.721	3.090
Sitio 5	3.083	-	-	-
Sitio 6	2.380	-	-	-
Sitio 7	4.506	2.705	3.439	2.069
Sitio 8	4.000	4.184	5.066	2.796

\* El valor de biogás teórico corresponde a lo estipulado por RCM en las bases de diseño de los digestores.

Como se observa Sitio 1 presenta la mayor producción de biogás de todos los digestores evaluados; seguido por Sitio 3 y Sitio 2 respectivamente. Nótese el que la producción de biogás en los digestores calientes al menos duplica la producción registrada en los digestores fríos, dejando en evidencia la importancia del régimen de temperatura en la operación por sobre otros parámetros. Dentro de los biodigestores fríos Sitio 4 posee la mayor tasa de generación de biogás.

Nótese la gran oscilación en los registros máximos y mínimos observados en Sitio 1; el hecho denota evidentes problemas de operación. Igual situación se observa en Sitio 2.

Como resultado de los monitoreos de caudal de biogás se desprende que todos los biodigestores poseen una producción de biogás por debajo de sus volúmenes establecidos por diseño, a excepción del digestor emplazado en Sitio 4, el cual presenta un volumen de biogás superior al valor de diseño y Sitio 8 que se ubica con una producción levemente superior a la establecida por diseño.

Los ocho digestores poseen diversas condiciones de operación ya sea por el diseño bajo el que fueron concebidos, el número de cerdos que manejan, el tipo de crianza con el que operan, su régimen de temperatura, entre otras variables que se describen

---

<sup>10</sup> Agrícola Super Ltda.

a continuación en una serie de tablas. En ellas se detalla la situación por la que atravesaron los ocho biodigestores a lo largo del año 2004. La información expuesta proviene de los monitoreos diarios realizados por los operadores de cada biodigestor.

### **2.3. Sistema de captación de biogás**

El biogás queda atrapado bajo una cubierta de polietileno de alta densidad (High Density PolyEthilen, HDPE) de 1 mm de espesor la cual recubre por completo al digestor. Éste es retirado del interior de los digestores por medio de la aplicación de vacío generado por el soplador o blower en una cañería perimetral dentro del digestor. El biogás es transportado a un sistema de manejo de gas (Gas Handling Skid, GHS), pasando por un filtro de partículas, limpiándose el biogás de partículas y parte de la humedad. Posteriormente el biogás pasa a través del soplador, que se preocupa de generar una presión de descarga para alimentar los consumos del quemador de exceso de gas (flama) y de llevar el biogás como combustible a la caldera de los digestores calientes. Los consumos son regulados por válvulas de control.

### **2.4. Requerimientos energéticos por zona**

Agrícola Super Ltda. dispone de una serie de instalaciones ubicadas en las inmediaciones de los digestores (planteles de cerdos, aves y sistemas de tratamiento principalmente). Estas instalaciones presentan diversos consumos energéticos bajo la forma de electricidad y GLP (gas licuado de petróleo). Destacan consumos energéticos en los planteles de cerdos y aves producto de sistemas de calefacción (en reproductoras y destete-venta) y equipamiento propio de los sistemas de tratamiento, especialmente, plantas de lodos activados.

Con la utilización del biogás como combustible, el principal beneficiado es el propietario de los digestores, el cual podría ver disminuido los costos de operación de las instalaciones aledañas a éstos (principalmente sistemas de tratamiento y plantales de cerdos). Estos sitios poseen consumos energéticos ya sea en forma de electricidad, calor o gas licuado de petróleo. De esta manera se pretende el aprovechar un recurso de bajo costo que en la actualidad se utiliza parcialmente en el calentamiento de tres digestores (Sitio 1, Sitio 2 y Sitio 3), o que simplemente se quema sin utilización alguna como se observa en el resto de los digestores (fríos) donde en la actualidad no existe aprovechamiento energético alguno del recurso.

El análisis de requerimientos energéticos por zona se divide en dos secciones, una relacionada a consumos eléctricos y otra a consumos calóricos.

A continuación se describen las potencias instaladas que sustenta a la fecha Agrícola Super Ltda. en cada una de las localidades y los consumos de GLP calculados para el 2004.

#### 2.4.1. Energía eléctrica

El abastecimiento de energía eléctrica se realiza a través del tendido eléctrico público.

Se informaron las potencias instaladas en cada localidad asociada a un biodigestor. Éstas se detallan a continuación en la Tabla 9.

**Tabla 9. Potencias instaladas en planteles y sistemas de tratamiento, Agrícola Súper Ltda.<sup>11</sup>**

Localidad	Equipos y/o planteles Asociados	Potencia instalada (kVA)
Sitio 1	Biodigestor Sitio 1	500
	Planta Lodos Sitio 1	2.000
	Plantel	300
	R-1	150
	R-2	150
	Reelevadora Rapel	950
	Pozo1 Rapel	200
	Pozo 2 Rapel	200
Plantel (Aves)	150	
Plantel (Aves)	150	
<b>Sub-Total</b>		<b>7.200</b>
Sitio 2	Biodigestor Sitio 2	500
	Planta Lodos Sitio 2	2.000
	Plantel	150
	Plantel	150
	Plantel	150
<b>Sub-Total</b>		<b>3.100</b>
Sitio 3	Biodigestor Sitio 3	500
	Plantel	300
<b>Sub-Total</b>		<b>1.700</b>
Sitio 4	Biodigestor Sitio 4	500
	Plantel	500
	Plantel	500
<b>Sub-Total</b>		<b>1.500</b>
Sitio 5	Biodigestor Sitio 5	500
	Plantel	500
	Plantel	500
<b>Sub-Total</b>		<b>1.500</b>
Sitio 6	Biodigestor Sitio 6	500
	Plantel	500
	Plantel	500
	Plantel	500
<b>Sub-Total</b>		<b>2.000</b>
La Sitio 7	Biodigestor La Sitio 7	500
	Plantel	300
	Plantel	500
	Plantel	500
	Plantel	300

<sup>11</sup> Agrícola Super Ltda.

Localidad	Equipos y/o planteles Asociados	Potencia instalada (kVA)
<b>Sub-Total</b>		<b>2.100</b>
Sitio 8	Biodigestor Sitio 8	500
	Plantel	300
	Plantel	300
	Plantel	300
	Recelevadora	300
<b>Sub-Total</b>		<b>1.700</b>
<b>Total</b>		<b>20.800</b>

El empalme de la zona de Sitio 1 es la mayor de las potencias instaladas en la zona (7.200 kVA). La situación guarda coherencia en vista del gran número de cerdos contenidos en la zona, junto que el hecho de sostener una planta de lodos activados, componente cuya operación involucra un alto gasto energético (2.000 kVA).

Sitio 2 ocupa el segundo lugar en potencia instalada (3.100 kVA), situación que se justifica en vista que en éste sitio también se emplaza una planta de lodos activados. Dichas plantas destacan porque por si solas poseen una potencia instalada similar a la del resto de los grupos Reproductores y de Destete-Venta en conjunto.

Los grupos reproductores (Sitio 4, Sitio 5, Sitio 6 y Sitio 7) y los de Destete-Venta restantes (Sitio 8 y Sitio 3) poseen una potencia instalada de similares características, en torno a los 2.000 kVA.

Los biodigestores todos poseen una potencia instalada de 500 kVA. Por otro lado, los planteles de grupos reproductores (500 kVA) poseen mayores requerimientos energéticos que los grupos de Destete-Venta (300 kVA), mientras los planteles de engorda poseen menor potencia instalada que los otros dos sistemas de crianza en cuestión (150 kVA).

#### 2.4.2. Consumo de gas

Debido a los requerimientos de calefacción que necesitan los lechones recién destetados durante los primeros días de permanencia en el grupo, se hace necesario el consumo de gas licuado para satisfacer dicha necesidad.

El sistema de calefacción consiste en lámparas radiantes, ventiladores de aire caliente y calderas encargadas de calentar agua. Todos los dispositivos mencionados operan en la actualidad en base a GLP<sup>12</sup>.

Cada grupo cuenta con estanques de almacenamiento de gas (GLP), en tanto el servicio de suministro y reabastecimiento de gas es subcontratado con terceros. El almacenamiento del combustible da cumplimiento a las exigencias establecidas por la SEC.

El gas licuado de petróleo (butano-propano líquido) es almacenado en estanques de 4,0 m<sup>3</sup> de capacidad útil; se estima un total de 8 estanques para un grupo reproductor tipo. El gas licuado es comprado a granel y distribuido a los sistemas de calefacción.<sup>13</sup>

En destete-venta, los ciclos de crianza finalizan con la limpieza, lavado y descanso de pabellones, con una duración aproximada de 15 días. Por lo tanto, un ciclo completo de operación tiene una duración total de 181 días (159 días de crianza y 15 días de descanso y lavado de pabellones y 7 días de carga). Entonces, un plantel de *Destete-venta* comprende 2,02 ciclos productivos al año.<sup>14</sup> La mantención de cerdos

---

<sup>12</sup> Agrícola Super Ltda.

<sup>13</sup> Agrícola Super Ltda.

<sup>14</sup> Agrícola Super Ltda.

recién destetados (21 días) hasta que cumplen los 42 días, requiere de un total de 1,9 (kg GLP / cerdo \* ciclo).<sup>15</sup>

Se entrego información respecto de los consumos de GLP asociados a los grupos 8, 9, 21, 22, 23 y 24. Se menciona un promedio anual de consumo de GLP en Reproductoras para el año 2004 de 0,677 kg GLP/ cerdo destetado.<sup>16</sup>

Las calderas instaladas en grupos reproductores corresponden calderas SIME modelo RS6, cuyo consumo es de 9,6 kg GLP / h (para calentar agua).<sup>17</sup>

El poder calórico del GLP suministrado a granel por empresas Lipigas asciende a 50,23 MJ/kg de GLP<sup>18</sup>.

A continuación se exponen lo consumos de GLP, calculados en base a la información entregada por Agrícola Súper Ltda. (Consumo de gas por cerdo según tipo de crianza) y los registros de números de cerdos asociados a los grupos.

**Tabla 10. Consumos GLP por zona de proyecto<sup>19</sup>**

Zona	Tipo de Crianza	Nº Cerdos	Consumo GLP (kg/año)	Consumo GLP (MJ/año)
Sitio 1	Destete-Venta	241.500	926.877	46.557.032
Sitio 2	Engorda	120.000	No hay Consumo	No hay Consumo
Sitio 3	Destete-Venta	137.600	528.109	26.526.905
Sitio 4	Reproductora	18.000	322.929	16.220.724
Sitio 5	Reproductora	18.000	322.929	16.220.724
Sitio 6	Reproductora	13.500	242.197	12.165.543
Sitio 7	Reproductora	17.100	306.783	15.409.687
Sitio 8	Destete-Venta	103.200	396.082	19.895.179
<b>TOTAL</b>	-	<b>671.720</b>	<b>3.045.905</b>	<b>152.995.793</b>

<sup>15</sup> Agrícola Super Ltda.

<sup>16</sup> Agrícola Super Ltda.

<sup>17</sup> Poch Ingeniería

<sup>18</sup> Empresas Lipigas

<sup>19</sup> Poch Ambiental

### 2.4.3. Energía potencial contenida en el biogás

El poder calorífico corresponde a la energía disponible como calor utilizable contenida en el combustible. Existen dos tipos de poder calorífico: el superior y el inferior. La diferencia entre ambos valores radica en que en el poder calorífico superior el agua formada durante la combustión se encuentra en forma líquida; mientras el poder calorífico inferior contempla el agua formada durante la combustión en estado gaseoso. Por lo que es éste último valor el utilizado en el análisis de combustibles gaseosos en la práctica.

Un metro cúbico de metano puro en condiciones de temperatura y presión estándares tiene un poder calorífico inferior de aproximadamente 35.8 MJ/m<sup>3</sup>. En vista que el contenido de metano en el biogás es en torno al 65%, se tiene entonces un poder calorífico inferior de aproximadamente 22.4 MJ/m<sup>3</sup>. Para fines de comparación, el gas natural, el cual es una mezcla principalmente de metano, etano, y trazas de propano, posee un poder calorífico inferior de aproximadamente 37.0 MJ/m<sup>3</sup>.<sup>20</sup>

#### **Energía eléctrica**

A modo de realizar una estimación gruesa del potencial de generación eléctrica posible a partir del biogás se emplea la siguiente fórmula<sup>21</sup>:

$$PGE = Q \times C \times FC \times \frac{día}{24hr}$$

Donde:

PGE = Potencial de Generación Eléctrica (kW)

Q = Caudal Biogás (m<sup>3</sup>/día)

C = Poder Calorífico (MJ/m<sup>3</sup>)

---

<sup>20</sup> Dresser-Waukesha. Digester Gas, Premium Gas Engine Fuel. 1999.

<sup>21</sup> Turning a liability into an asset: A Landfill Gas-to-Energy Project Development Handbook. USEPA, September 1996.

FC = 1 / tasa de calor (kWh/MJ)

Asumiendo,

Un poder calorífico conservador del biogás: 20 MJ/m<sup>3</sup>

Una tasa de calor de 12,66 MJ/kWh (para motores de combustión interna)

Posteriormente, para calcular la electricidad generada anualmente se aplica el siguiente cálculo:

$$EGA = PGE \times \frac{24hr}{día} \times 365 \text{ dias} \times 90\%$$

Donde,

EGA = Electricidad Generada Anualmente (kWh)

El único supuesto incorporado a la fórmula corresponde a especificar que la generación eléctrica se lleva a cabo durante un 90% de las horas del año.

A modo de hacer una comparación válida entre la potencia eléctrica instalada señalada en la Tabla 9 y el PGE calculado se debe homologar el potencial eléctrico de kW a kVA, lo que se logra al aplicar un factor de conversión conocido como Factor de Potencia (FP).

$$kVA = \frac{kW}{FP}$$

Donde:

FP (Factor de Potencia)<sup>22</sup> = 0,93

De manera de aclarar las fórmulas expuestas se procede a realizar un ejemplo de cálculo, para el digestor de Sitio 2.

---

<sup>22</sup> Poch Ingeniería

Ejemplo de cálculo (Sitio 2):

$$PGE = Q \times C \times FC \times \frac{día}{24hr}$$

Donde al remplazar se tiene,

$$PGE = 12.300 \text{ (m}^3\text{/día)} \times 20 \text{ (MJ/m}^3\text{)} \times (1 / 12,66) \text{ kWh/MJ} \times (\text{día} / 24 \text{ hr})$$

$$PGE = 809,6 \text{ kW} \cong 810 \text{ kW}$$

Luego, para transformar este valor a kVA, para fines de comparación con la información entregada se tiene que:

$$kVA = \frac{kW}{FP} \text{ donde FP} = 0,93$$

$$kVA = 810 / 0,93 = 871$$

Finalmente se procede a calcular la potencial electricidad anual generada del biogás (kWh),

$$EGA = PGE \times \frac{24hr}{día} \times 365 \text{ dias} \times 90\%$$

$$EGA = 810 \text{ kW} \times 24 \text{ hr/día} \times 365 \text{ días} \times 90\%$$

$$EGA = 6.386.040 \text{ kWh}$$

La Tabla 11, a continuación, resume los datos obtenidos de la aplicación de las fórmulas señaladas anteriormente sobre las localidades evaluadas en el proyecto.

**Tabla 11. Electricidad potencial a partir de biogás<sup>23</sup>**

Biodigestor	Biogás promedio 2004 (m3/día)	Potencial de generación eléctrico biogás (kVA)	Potencia instalada Agrícola Super (kVA)	Porcentaje cubierto de potencia instalada (%)
Sitio 1	19.117	1.353	7.200	18,8
Sitio 2	12.300	871	3.100	28,1
Sitio 3	14.433	1.022	1.700	60,1
Sitio 4	4.777	338	1.500	22,5
Sitio 5	3.083	218	1.500	14,5
Sitio 6	2.380	169	2.000	8,4
Sitio 7	2.705	191	2.100	9,1
Sitio 8	4.184	296	1.700	17,4
<b>TOTAL</b>	<b>62.980</b>	<b>4.458</b>	<b>20.800</b>	<b>21,4</b>

Se tiene que el potencial de generación eléctrico corresponde a la potencia instalada que con el flujo de gas de ese biodigestor se podría alcanzar. Este valor no incluye corrientes parásitas propias de sistemas auxiliares y del mismo equipamiento. Por ende, la energía contenida en el biogás teóricamente sólo es capaz de cubrir una fracción de la potencia instalada de Agrícola Super Ltda. estimada en un 21,8%, bajo el supuesto que todo el gas fuese destinado a cogeneración mediante múltiples generadores o bajo un sistema interconectado de biogás, hecho que en la practica pudiese ser técnico y económicamente inviable.

Los datos señalados sobre la fracción de consumos energéticos eléctricos que pueden ser cubiertos en base al biogás es sólo una estimación gruesa. El tema debe analizarse en detalle en conjunto con quienes evalúen cogeneración. Pues se deben evaluar los generadores adecuados para cada zona y determinar cuanta electricidad pudiese generar cada zona evaluada. Se planea evaluar cogeneración únicamente en los tres biodigestores calientes (Sitio 1, Sitio 2, Sitio 3). La elección de estos sitios pasa porque actualmente dos de ellos poseen plantas de lodos activados (Sitio 1 y Sitio 2), mientras se evalúa instalar dicho sistema de tratamiento en Sitio 3. Además, los

---

<sup>23</sup> Poch Ambiental

volúmenes de biogás asociados a estos digestores son apropiados para la alternativa de cogeneración.

### **Energía calórica**

A continuación, se señala la energía teórica contenida en el biogás proveniente de los digestores de Agrícola Super Ltda., a modo de compararla con la requerida en la actualidad en forma de GLP, y desprender que fracción de ésta pudiese ser cubierta por el biogás.

**Tabla 12. Energía contenida en el biogás<sup>24</sup>**

Biodigestor	Tipo crianza	Nº cerdos	Biogás promedio 2004 (m <sup>3</sup> /día)	Energía biogás (MJ/día)	Energía biogás (MJ/año)
Sitio 1	Destete-Venta	241.500	19.117	382.340	139.554.100
Sitio 2	Engorda	120.000	12.300	246.000	89.790.000
Sitio 3	Destete-Venta	137.600	14.433	288.660	105.360.900
Sitio 4	Reproductora	18.000	4.777	95.540	34.872.100
Sitio 5	Reproductora	18.000	3.083	61.660	22.505.900
Sitio 6	Reproductora	13.500	2.380	47.600	17.374.000
Sitio 7	Reproductora	17.100	2.705	54.100	19.746.500
Sitio 8	Destete-Venta	103.200	4.184	83.700	30.550.500
<b>TOTAL</b>	-	<b>668.900</b>	<b>62.980</b>	<b>1.259.600</b>	<b>459.754.000</b>

La energía señalada en la Tabla 12 está sujeta a un valor supuesto de poder calorífico. En la revisión bibliográfica se han encontrado diversos valores asignados, en general en torno a 18 MJ/m<sup>3</sup> hasta 25 MJ/m<sup>3</sup>. De hecho, la firma Waukesha asignó un poder calorífico inferior al biogás de Sitio 1 de 25,18 MJ/m<sup>3</sup>, basándose en la composición química del biogás. Con el fin de realizar un análisis conservador se optó por fijar el poder calorífico en 20 MJ/m<sup>3</sup>.

La Tabla 13 realiza un balance energético del biogás generado en cada digestor en relación a los consumos de GLP registrados por zona a lo largo de 2004. Se procede a exponer la energía contenida en el biogás por sector, a dicha cifra se le resta el actual consumo de GLP existente en el sector a modo de evaluar si se pudiesen cubrir

los actuales requerimientos calóricos existentes. Adicionalmente se resta el consumo de energético por efecto de la operación de las calderas existentes en los biodigestores calientes; obteniéndose así el balance de energía neto.

**Tabla 13. Balance energético entre biogás y GLP<sup>25</sup>**

Balance energético por zona	Energía biogás (MJ/año)	Consumo GLP (MJ/año)	Consumo calderas (MJ/año)*	Balance energético neto (MJ/año)	% de Biogás disponible
Sitio 1	139.554.100	46.557.032	46.800.000	46.197.068	33,1
Sitio 2	89.790.000	No hay Consumo	26.208.000	63.582.000	70,8
Sitio 3	105.360.900	26.526.905	14.784.000	64.049.995	60,8
Sitio 4	34.872.100	16.220.724	-	18.651.376	53,5
Sitio 5	22.505.900	16.220.724	-	6.285.176	27,9
Sitio 6	17.374.000	12.165.543	-	5.208.457	30,0
Sitio 7	19.746.500	15.409.687	-	4.336.813	22,0
Sitio 8	30.550.500	19.895.179	-	10.655.321	34,9
<b>TOTAL</b>	<b>459.754.000</b>	<b>152.995.793</b>	<b>87.792.000</b>	<b>218.966.207</b>	<b>47,6</b>

\* Calculado en base a tiempo de operación entregado por operadores.

De la Tabla 13 se desprende que la energía contenida en el GLP utilizado por Agrícola Super Ltda. en la zona de proyecto es de **152.995.793 MJ/año**. Mientras la energía contenida en el biogás producido en la zona de proyecto asciende a **459.754.000 MJ/año**. Una cifra 3,0 veces superior a las necesidades energéticas calóricas de Agrícola Super, obteniéndose un excedente energético de **218.966.207 MJ/año**.

Nótese que existe un excedente de energía aprovechable en todas las localidades evaluadas. Todos de los digestores presentan excedentes de biogás por sobre el 20%.

El sitio de engorda, Sitio 2, no posee demanda calórica fuera de calentar el digestor, tarea que se lleva a cabo en la actualidad mediante caldera; encontrándose disponible 63.582.000 MJ/año (se descontó la energía utilizada en calderas para calentar los

<sup>24</sup> Poch Ambiental

<sup>25</sup> Poch Ambiental

digestores calientes) para evaluar cogeneración. Similar situación se observa en el resto de los digestores evaluados, permitiéndose evaluar tanto cogeneración como cubrir los requerimientos existentes de calefacción según corresponda. Como se mencionó la evaluación de cogeneración en dichos grupos pasa por cubrir parte de los requerimientos eléctricos producto de plantas de lodos activados existentes o proyectados.

Mientras para los sectores de reproductoras (Sitio 4, Sitio 5, Sitio 6 y Sitio 7) la evaluación se enfoca en cubrir los requerimientos calóricos actuales, donde en todos los sitios se dispone de biogás suficiente para cumplir dicho fin.

### **3. RESULTADOS EXPERIMENTALES: CARACTERIZACIÓN DEL BIOGÁS**

Se realizó el muestreo y analizó el biogás proveniente de ocho biodigestores. Los muestreos se efectuaron en dos días, Martes 18 y jueves 20 de enero de 2005. El Equipo a cargo de la operación se integró por dos Químicos de la Universidad Técnica Federico Santa María, liderados por la Químico María Elena Ortiz; el supervisor de los biodigestores, Hugo Rojas, perteneciente a Patricio Soto y Cia LTDA; y dos profesionales de Poch Ambiental S.A., Cristian Pascual (Ingeniero Civil Industrial) y Diego Granella (Lic. en Ciencias Ambientales con Mención en Química).

Los análisis de Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ), Nitrógeno ( $\text{N}_2$ ) y Oxígeno ( $\text{O}_2$ ) se llevaron a cabo mediante cromatografía de gases con detector de conductividad térmica. Mientras el análisis de hidrocarburos volátiles (Metano y hidrocarburos superiores) se realizó con detector de ionización de llama (FID). Por su parte, el análisis de Ácido Sulhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) se efectuó utilizando un procedimiento de vía húmeda, basado en absorción y volumetría. Este último procedimiento corresponde a una determinación indirecta, donde, el  $\text{H}_2\text{S}$  reacciona con un compuesto ( $\text{AcZn}$ ) dando origen a un nuevo compuesto ( $\text{ZnS}$ ), para finalmente determinar cuanto se formó de éste último, lo que es proporcional a la cantidad de  $\text{H}_2\text{S}$  presente en el gas. Los detalles de éste último análisis se encuentran estipulados en la NCh 2313/17.c97 (titulación yodométrica).

El procedimiento de muestreo consistió en llegar al lugar de muestreo, medir el caudal de muestreo con un caudalímetro para gases. Una vez registrado el caudal se procedió a llenar dos Tubos Bala (comúnmente utilizados en análisis de gases) para

conservar el gas y utilizar éstas muestras para acondicionar el cromatógrafo a la muestra. Posterior a la recolección del gas en los Tubos Bala se muestreaba biogás en Bolsas Tedlar (bolsas selladas al vacío compuestas de material inerte especialmente diseñadas para el muestreo de gases) desde donde posteriormente era inyectada la muestra de biogás al cromatógrafo.

Los resultados se ajustan de buena manera a los datos recolectados en la literatura, en particular en términos de metano. Corroborando la existencia de un biogás rico en metano para los ocho digestores evaluados (55-70%). Los resultados se exponen a continuación:

**Tabla 14. Caracterización biogás digestores <sup>26</sup>**

Biodigestor	Oxígeno (% de O <sub>2</sub> ) en volumen	Nitrógeno (% de N <sub>2</sub> ) en volumen	Metano (% de CH <sub>4</sub> ) en volumen	Dióxido de Carbono (% de CO <sub>2</sub> ) en volumen	Ácido Sulfhídrico (ppm de H <sub>2</sub> S) en volumen
Sitio 1	1,4	4,9	71,5	22,2	3.083
Sitio 2	1,9	7,0	64,6	26,5	3.745
Sitio 3	1,8	6,6	64,7	26,8	3.705
Sitio 4	1,2	5,7	69,8	23,3	1.742
Sitio 5	2,3	9,1	65,5	23,0	1.053
Sitio 6	2,0	8,7	71,0	18,3	884
Sitio 7	6,2	22,6	56,4	14,8	1.244
Sitio 8	3,0	10,8	61,4	24,9	2.577

En base a los niveles de oxígeno presentes al interior de los digestores es posible afirmar que predominan condiciones anaeróbicas al interior de éstos (en general niveles por debajo del 3%) en siete de los ocho digestores. Sólo resaltando a Sitio 7 con un contenido de O<sub>2</sub> de 6,2%. De acuerdo a la información teórica señalada en la Tabla 15, los rangos de O<sub>2</sub> en biogás oscilan entre 0,02 % y 6,5 %, por lo que Sitio 7 se ubica en el límite superior de éste compuesto.

<sup>26</sup> Centro de Análisis Químico e Instrumental. Universidad Técnica Federico Santa María.

Los contenidos de nitrógeno asociados al biogás varían en general entre un 5% (Sitio 1) y un 22,6% (Sitio 7). Este hecho permite cuestionar el completo hermetismo de los digestores, e intuir filtraciones de aire en diversos grados al interior de éstos, particularmente en Sitio 7. Pero la gran mayoría de los datos se observa el rango entre 5% y 11% de  $N_2$ , situándose por encima de los rangos de  $N_2$  expuestos en la Tabla 15 (0,1 - 4 %).

Los niveles de metano obtenidos de las muestras son satisfactorios. Se corrobora que el biogás está compuesto principalmente por metano, el componente que entrega propiedades combustibles al biogás. Los niveles oscilan entre un 56,4 % (Sitio 7) y un 71,5 % (Sitio 1). Destaca que no se hallaron otros hidrocarburos livianos aparte del metano. Los valores se ajustan al rango teórico de metano (ver Tabla 15) posibilitando la utilización del biogás como combustible.

Los % de  $CO_2$  son levemente más bajos de lo esperado (30% aprox.). Todos los digestores se ubican en un rango en torno a 14,8 % (Sitio 7) y 26,8 % (Sitio 3), encontrándose dentro del marco teórico. Aquellos que presentan niveles de  $CO_2$  inferiores al 20% (caso de Sitio 7 y Sitio 6), se pudiesen justificar en el caso de Sitio 7 porque el  $CO_2$  es desplazado por el  $N_2$  presente y para Sitio 6 en vista que éste fue el último digestor en entrar en operación y todavía su operación pudiese no estar estabilizada.

Los niveles de  $H_2S$  oscilan entre las 884 ppm (Sitio 6) y las 3.745 ppm (Sitio 2). Se destaca una diferencia en los niveles de  $H_2S$  dependiendo del tipo de crianza asociada. Así, las reproductoras (Sitio 4, Sitio 5, Sitio 6, y Sitio 7) presentan los más bajos niveles observados de  $H_2S$  en torno a las 1.000 – 2.000 ppm. Mientras destete-venta (Sitio 1, Sitio 3 y Sitio 8) y engorda (Sitio 2) presentan los más altos niveles

observados oscilando entre los 2.500 ppm (Sitio 8) y valores cercanos a las 4.000 ppm (Sitio 2 y Sitio 3).

Los niveles inusuales de nitrógeno y oxígeno detectado al interior del digestor Sitio 7 deben explicarse probablemente por filtraciones de aire hacia el interior del digestor a través de fisuras sobre la cubierta. Dichas fisuras permiten la entrada de aire atmosférico compuesto en un 78 % de N<sub>2</sub>, 21 % de O<sub>2</sub> y 1 % de otros gases; alterando así levemente la composición del gas al interior del digestor. Se recomienda fuertemente revisar la cubierta y el sistema de conducción de biogás para alcanzar un sistema lo más hermético posible, junto con mantener condiciones de operación con altos estándares de seguridad.

Como se analiza posteriormente en el capítulo 3.3.1, la incorporación de oxígeno en condiciones controladas es una vía válida para la remoción de ácido sulfhídrico. La situación se podría estar llevando a cabo en los digestores que presenten rangos entre 2 – 6 % de O<sub>2</sub>. Por lo que las concentraciones de H<sub>2</sub>S pudiesen ser inclusive un poco más altas que las señaladas en caso de disminuirse los niveles de oxígeno al interior de los digestores. No está demás volver a mencionar que el biogás mezclado con oxígeno en un rango entre 6 – 12 % es una mezcla explosiva, por lo que se deben resguardar periódicamente las cubiertas para evitar posibles accidentes.

La justificación a las diferencias observadas en la composición del biogás generado en los ocho biodigestores pasa principalmente por la composición del purín con que es alimentado cada digestor, el cual es influenciado por la dieta de los cerdos. Así, es posible mencionar que los caudales de los grupos reproductores se destacan por ser más diluidos que los recibidos por engorda o destete-venta, hecho que pudiese acabar repercutiendo en las concentraciones finales de H<sub>2</sub>S. Junto con la calidad del purín,

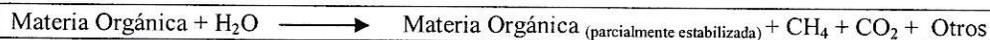
cabe destacar que son precisamente los tres digestores calientes los que presentan los más altos niveles de H<sub>2</sub>S pudiendo ser la alta temperatura una condicionante a la mayor generación de H<sub>2</sub>S, en vista que Sitio 8 también corresponde a destete-venta, pero éste presenta niveles inferiores de H<sub>2</sub>S en comparación con los otros digestores destete-venta.

Debe tenerse presente que los análisis realizados a los digestores corresponden a mediciones puntuales y no a una secuencia de mediciones en el tiempo. En vista de lo expuesto, los análisis son una referencia de la calidad del gas producido en los digestores.

## 4. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

### 4.1. Producción teórica de biogás

La descomposición de la materia orgánica en ausencia de oxígeno, como es la situación observada al interior de los biodigestores involucrados en el presente proyecto, la ruta de descomposición de la materia orgánica es distinta a la ruta aeróbica e involucra la generación de metano la cual es descrita a continuación:



Bajo las condiciones anaeróbicas controladas se pueden obtener grandes beneficios por la captura del biogás, en particular, la captación de metano. Siendo esta energía renovable una vía alternativa a la energía convencional basada en la quema de combustibles fósiles presentando entonces grandes beneficios ambientales.

Una vez que los purines ingresan a un biodigestor anaeróbico se lleva a cabo la descomposición de la materia orgánica y la transformación de la fracción inorgánica. Un sistema anaeróbico es ausente de oxígeno molecular ( $\text{O}_2$ ), donde la descomposición de la materia orgánica se lleva a cabo por efecto de la acción de bacterias anaerobias. Durante la digestión de la materia orgánica ésta es convertida biológicamente en Metano ( $\text{CH}_4$ ), Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ), agua tratada o materia orgánica parcialmente estabilizada, biomasa y una serie de trazas. El proceso se lleva a cabo en un reactor hermético de manera de prevenir el ingreso de oxígeno al sistema. Es entonces, en este punto del sistema de tratamiento donde se genera el **biogás**. El biogás puede ser utilizado como fuente combustible para generar electricidad o para venta de electricidad a la red, o para satisfacer necesidades tanto

de calor como enfriamiento<sup>27</sup>. La composición típica del biogás se presenta en la siguiente tabla:

**Tabla 15: Composición típica biogás<sup>28</sup>**

Componente	Porcentaje en Volumen (%)
Metano (CH <sub>4</sub> )	52 – 95
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	10 – 50
Sulfuro de Hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	0,001 – 2
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	0,01 – 2
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0.1 – 4
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	0,02 – 6.5
Argón (Ar)	0,001
Monóxido de Carbono (CO)	0,001 – 2
Amoniaco (NH <sub>3</sub> )	Traza
Orgánicos Volátiles (COV)	Traza

Como se puede apreciar el biogás crudo (sin tratamiento previo) corresponde a una mezcla de diversos compuestos. La cantidad de biogás producida se ve definida principalmente en base al material que da origen al gas. Es decir, el biogás generado en un relleno sanitario y en un digestor anaeróbico son muy similares, ajustándose a las características señaladas en la Tabla 15, pero difiriendo a nivel de trazas en su composición y volúmenes generados. El Metano es lo que confiere las características combustibles al biogás, por lo que el valor energético del biogás dependerá estrictamente del contenido de metano en el gas (biogás compuesto en un 65% por metano entrega 22,400 MJ/m<sup>3</sup>)<sup>29</sup>. Uno de los temas de mayor relevancia en el tratamiento anaeróbico de desechos es determinar la cantidad y composición del biogás producido. La cantidad de biogás generado puede variar significativamente

<sup>27</sup>EPA. (July 1997). The AgSTAR Handbook: A Manual fo Developing Biogas Systems at Commercial Farms in the United States. Chapter 1: Overview of Biogas Technology. [www.epa.gov/agstar](http://www.epa.gov/agstar)

<sup>28</sup>Eco-efficiency for Australian dairy processors, Fact sheet 5: Biogas. <http://www.dpcc.com.au/dmefpub/Ecofact05.pdf>

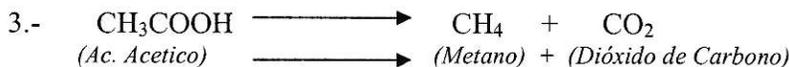
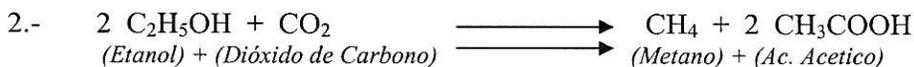
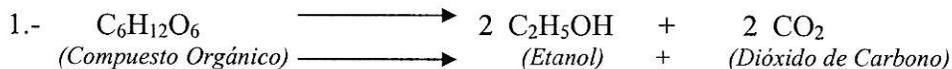
<sup>29</sup> Dresser-Waukesha. Digester Gas, Premium Gas Engine Fuel. 1999.

dependiendo de la materia prima que lo produce (restos vegetales, lodos, purines, etc).

Cabe destacar que el metano es el único componente con valor real como combustible de todos los gases contenidos en el biogás. Por su parte, el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y nitrógeno molecular (N<sub>2</sub>) son diluyentes que reducen el poder calorífico del gas; el agua, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y compuestos orgánicos traza son corrosivos para los metales y pueden causar daño al equipamiento y aducciones; por lo que sería recomendable la limpieza de éste previo a su utilización.<sup>30</sup>

La producción de biogás es producto de la actividad biológica, la cual se ve influenciada por factores ambientales como la temperatura y el pH. Mientras la cantidad de biogás producida es función de la cantidad de sólidos degradables y del grado de descomposición asociado al proceso. Por otro lado, la composición del biogás se ve influenciada por el ambiente del proceso y la composición química del efluente que ingresa al digester<sup>31</sup>.

Algunas de las reacciones típicas que ocurren durante la digestión anaeróbica se exponen a continuación<sup>32</sup>:



<sup>30</sup> BABA Ltd. A Survey of Existing Methods of Biogas Scrubbing and Utilization. 1987.

<sup>31</sup> RIS International. Generating Biogas From Source Separated Organic Wastes For Energy Production. November, 2002.

<sup>32</sup> Ostrem M Karena. et al. Combining Anaerobic Digestion and Waste-To-Energy. Earth Engineering Center, Columbia University.



anaeróbica es posible de realizarse entre los 3 y los 70 °C.<sup>36</sup> Se distinguen tres rangos de temperatura para el desarrollo de procesos anaeróbicos, éstos son: *psicrofilico* por debajo de los 20 °C; *mesofilico* entre los 20 y los 40 °C; y *termofilico* por sobre los 40 °C. El proceso de metanogénesis o formación de metano es altamente sensible a los cambios de temperatura, a continuación, se especifican los rangos de sensibilidad para cada régimen de temperatura:<sup>37</sup>

- Rango de temperatura *psicrofilico*;  $\pm 2$  °C/h.
- Rango de temperatura *mesofilico*;  $\pm 1$  °C/h.
- Rango de temperatura *termofilico*;  $\pm 0.5$  °C/h

En el caso del rango psicrofilico, esto significa que si existe un aumento o disminución de 2 °C en el lapso de 1 hora, la actividad biológica de los microorganismos se verá afectada.

La superación de los límites de los rangos de temperatura establecidos puede llevar a desequilibrios en la producción de biogás. Nótese el que mientras más alto el rango de temperatura de operación del digestor, más sensible es éste a las variaciones de temperatura.

Las fluctuaciones de temperatura propias del cambio de día a noche no son significativas en el funcionamiento de los digestores que se encuentran emplazados en la tierra, dado que por debajo de un metro de profundidad en el suelo la temperatura de la tierra es virtualmente constante.<sup>38</sup>

---

<sup>36</sup> Werner Kossmann & Stefan Habermehl. Biogas Digest. Volume I.

<sup>37</sup> Werner Kossmann & Stefan Habermehl. Biogas Digest. Volume I.

<sup>38</sup> Werner Kossmann & Stefan Habermehl. Biogas Digest. Volume I.

Mientras más alto es el rango de temperatura empleado por el digestor, mejores son los rendimientos de biogás obtenidos. Pero a la vez se requiere de un mayor gasto energético para operar los digestores a tales temperaturas.

Si la temperatura de la biomasa al interior del digestor se encuentra por debajo de los 15 °C, la producción de gas es tan baja que el proceso no se vuelve viable.<sup>39</sup>

#### 4.2.2. Disponibilidad de nutrientes

El desarrollo bacteriano requiere de una serie de nutrientes para su normal desarrollo. La degradación de la materia orgánica se ve restringida por falta de nutrientes suficiente. Se requiere más que solo compuestos orgánicos como fuente de carbón y energía. También se requiere fuera de los nutrientes básicos (C, H, O, N) una serie de elementos inorgánicos para desarrollar biomasa, se destacan: azufre, fósforo, potasio, calcio, magnesio y una serie de elementos traza como: hierro, manganeso, molibdeno, zinc, cobalto, selenio, tungsteno, níquel, etc.

La mayoría de los substratos utilizados para la digestión anaeróbica cuentan con gran parte de los nutrientes mencionados. Concentraciones excesivas de los elementos mencionados guían a la inhibición de la producción de biogás, por lo que se debe analizar caso a caso, para verificar si se cuenta con un buen rango de nutrientes para llevar a cabo el proceso de digestión.

#### 4.2.3. Tiempo de retención hidráulico (TRH)

El tiempo de retención hidráulico corresponde al tiempo promedio que se mantienen los desechos orgánicos al interior del biodigestor, y por ende éste parámetro controla el grado de digestión.

---

<sup>39</sup> Werner Kossmann & Stefan Habermehl. Biogas Digest. Volume I.

El TRH es función del caudal de entrada al digestor y del tamaño de éste como se señala a continuación:

Tiempo de Retención Hidráulico =  $V / Q$

Donde:

V = volumen del digestor ( $m^3$ )

Q = caudal ( $m^3 / \text{día}$ )

Si el TRH es muy corto el material orgánico no es completamente degradado obteniéndose rendimientos pobres de biogás. Tiempos de retención hidráulicos pequeños también se asocian con el “lavado” de bacterias metanogénicas si el TRH es menor que la tasa de multiplicación de éstos organismos.<sup>40</sup> La óptima elección del tiempo de retención depende mayormente de la temperatura de operación del digestor, y en cierto grado del material a degradar.

Algunos investigadores han encontrado que TRH más prolongados en biodigestores anaeróbicos que presentan temperaturas de operación bajas, son capaces de producir niveles de biogás próximos a aquellos digestores que operan a mayores temperaturas y que poseen TRH relativamente menores.<sup>41</sup>

Los digestores que poseen regímenes de operación de altas temperaturas poseen tiempos de retención hidráulicos menores que aquellos que operan a bajas temperaturas. Lo anterior se debe a que el rango óptimo de temperatura para la digestión anaeróbica fluctúa cercano a los 60 °C, temperatura a la cual se favorece el crecimiento de los microorganismos anaerobios, por ende, favoreciendo la

---

<sup>40</sup> Tjalfe G. Poulsen. Solid Waste Management, Aalborg University, June 2003.

<sup>41</sup> Stevens, M. A. & Schulte, D. D., 1979. Low Temperature Digestion of Swine Manure, J. Environ. Eng. Div. ASCE, 105 (EE1), 33-42.

producción de biogás<sup>42</sup>. Pero el mantener en operación digestores a tal temperatura exige una alta demanda energética la cual no siempre es rentable cubrir.

20

#### 4.2.4. Valor de pH

Las bacterias metanogénicas viven preferentemente bajo condiciones neutrales a levemente alcalinas. Donde una vez que las condiciones de fermentación anaeróbica se haya estabilizado, el pH tenderá a mantenerse entorno a 7.0 y 8.5.

El valor de pH de un digestor es una función de la concentración de ácidos grasos volátiles producidos, la alcalinidad a causa del bicarbonato en el sistema, y la cantidad de CO<sub>2</sub> generado.<sup>43</sup>

Desequilibrios en el funcionamiento del biodigestor normalmente guían a la acumulación de ácidos grasos volátiles (AGV) ocasionando un descenso en el pH<sup>44</sup>. El aumento de AGV al interior del digestor puede no producir un descenso inmediato en el valor de pH producto de la gran capacidad buffer o tampón que usualmente presentan éstos sistemas. La capacidad buffer surge del hecho que la mayoría de los desechos orgánicos contienen altos contenidos de ácidos y bases débiles las que proporcionan resistencia a la variación en el pH. De este modo, se debe alcanzar una gran acumulación de AGV antes de registrar un descenso significativo en el pH, y para cuando se alcanza este punto usualmente existe una inhibición significativa del proceso de producción de biogás.

Dado lo anterior se desprende que el pH es una medición adecuada principalmente para digestores que poseen baja capacidad buffer; mientras que para los que poseen

---

<sup>42</sup> Ana Luisa Vergara. Pre-factibilidad técnica y económica de un sistema de purificación y utilización del biogás generado en el relleno sanitario loma los colorados. Santiago, Chile, 2002.

<sup>43</sup> B. Nagamani and K. Ramasamy. Biogas Production Technology: An Indian Perspective.

fuertes propiedades de tampón el pH no es el mejor método para detectar incrementos en la concentración de ácidos, por lo que para éstos efectos se recomienda la alcalinidad medida en miliequivalentes (meq o mg de  $\text{CaCO}_3$ ) como un método más sensible de detección del contenido de AGV presentes en el digestor.

Resulta importante destacar que la composición del biogás también depende del pH en el digestor dado que parte del  $\text{CO}_2$  generado se disolverá ( $\text{CO}_2_{(ac)}$ ) o se encontrará presente en solución como  $\text{HCO}^-3$ . Mientras virtualmente todo el metano se encontrará presente en el gas debido a la baja solubilidad de éste.<sup>45</sup>

#### 4.2.5. % $\text{CO}_2$ en los digestores

El porcentaje de  $\text{CO}_2$  es un parámetro a monitorear dado que éste es un indicador claro de la composición del biogás. Además, es importante resaltar el que el  $\text{CO}_2$  presente en el biogás le otorga ciertas características a éste, tales como disminuir el poder calorífico del gas.

Comparado con el gas natural, el biogás crudo es un gas “pesado” debido a su alto contenido de  $\text{CO}_2$  otorgándole una densidad de 1.05 a 1.2  $\text{kg}/\text{Nm}^3$ . También relacionado al alto contenido de  $\text{CO}_2$ , el poder calorífico superior es sólo de 20-24  $\text{MJ}/\text{Nm}^3$ , es decir, un 30-40% más bajo que el gas natural.<sup>46</sup>

#### 4.2.6. Agitación

La agitación del digestor es un parámetro importante para cumplir con los objetivos de la digestión anaeróbica. La gran mayoría de los substratos sometidos a digestión anaeróbica requieren de agitación o algún tipo de mezcla para mantener cierta

---

<sup>44</sup> Tjalfe G. Poulsen. Solid Waste Management, Aalborg University, June 2003.

<sup>45</sup> Tjalfe G. Poulsen. Solid Waste Management, Aalborg University, June 2003.

estabilidad en el proceso. Dentro de los principales objetivos de la agitación se describen:

- Remoción de metabolitos producidos por bacterias metanogénicas (gas)
- Mezcla de substrato fresco (material entrante) con la población bacteriana existente.
- Evita la sedimentación del material orgánico al interior del biodigestor, hecho que acabaría reduciendo el volumen de tratamiento del digestor disminuyendo así su eficacia (generación de costra).
- Permite un intercambio calórico homogéneo al interior del digestor, evitando así posibles gradientes de temperatura.

#### 4.2.7. Factores inhibitorios de la fermentación

Existen diversas sustancias que pueden ejercer actividad inhibitoria sobre el metabolismo bacteriano, como se mencionó anteriormente los mismos nutrientes cuando se encuentran en concentraciones por sobre lo normal pueden ejercer dicha actividad. También la presencia de metales pesados, antibióticos y detergentes utilizados en limpieza de pabellones pueden inhibir la generación de metano. A continuación se presenta una lista con las concentraciones límite permitidas para una óptima digestión anaeróbica.

**Tabla 16. Concentraciones limitantes de la metanogénesis para varios inhibidores<sup>47</sup>**

Compuesto	mg/L
Cobre	10-250
Calcio	8.000
Sodio	8.000
Magnesio	3.000
Níquel	100-1.000
Zinc	350-1.000
Cromo	200-2.000
Sulfuro	200
Cianuro	2
Amonio	1.500

---

<sup>46</sup> Alfons Schulte-Schulze Berndt. Biogas Upgrading with PSA and Hydrogen Reforming Technology. RUTGERS CarboTech Engineering, Essen

<sup>47</sup> Werner Kossmann & Stefan Habermehl. Biogas Digest. Volume I.

Existe literatura que indica inhibición de la fermentación con niveles de nitrógeno (NTK) superiores a los 3.000 mg/L, esta situación no se observa en el caso de Agrosuper.

#### **4.3. Acondicionamiento del biogás previo a su utilización**

La gran mayoría de las alternativas evaluadas la utilización del biogás requiere de limpieza, al menos en algún grado.

Las concentraciones de H<sub>2</sub>S presentes en el biogás son relativamente altas, pero ciertamente típicas para purines de cerdos. Tras conversaciones con expertos en la materia<sup>48</sup> se discutió que la vía de remoción de H<sub>2</sub>S a partir de tecnología basada en carbón activado (tecnología PSA) no es atractiva desde el punto de vista operativo para el particular caso de Agrícola Super Ltda. La afirmación se sustenta dado que se requeriría de grandes volúmenes de carbón activado al año, generando costos de mantención que no justifican la implementación del sistema PSA como se analiza en las evaluaciones económicas. Por lo que se han evaluado otras tecnologías consolidadas en los mercados tales como: Sistemas de remoción biológicos y fisico-químicos.

Como se señala en los análisis químicos realizados, los sectores con concentraciones más altas bordean las 3.000 ppm de H<sub>2</sub>S, lo que equivale a aproximadamente 0.3% del biogás.

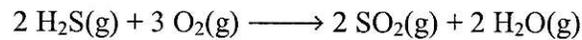
La remoción de H<sub>2</sub>S sería recomendable en caso de optar por cogeneración, y necesaria para fines de calefacción. La remoción de H<sub>2</sub>S para fines de cogeneración varía caso a caso dependiendo de los requerimientos de cada fabricante; así cada

---

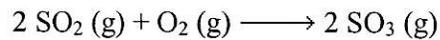
<sup>48</sup> Información entregada por Volker Eichenlaub, perteneciente a Carbotech, Alemania.

oferente posee sus propios límites de H<sub>2</sub>S permitido en el gas. Por otra parte, existe incertidumbre respecto a la quema de H<sub>2</sub>S en equipos de calefacción al interior de pabellones, la cual pudiese afectar la salud de los cerdos (alzas en tasas de mortalidad u alterar otras variables ligadas a la salud porcina), también se compromete la durabilidad de los materiales que componen los equipos y pabellones. El fenómeno se derivaría del carácter ácido de los gases generados por efecto de la combustión del H<sub>2</sub>S. Principalmente se obtiene dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), el cual posteriormente se transforma en aerosoles sulfúricos (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) fuertemente ácidos, por lo que se estima como vital remover el H<sub>2</sub>S del biogás previo a su combustión en pabellones.

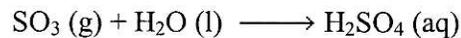
Las reacciones que señalan la vía de combustión del H<sub>2</sub>S se exponen a continuación:



El dióxido de azufre continúa posterior oxidación a trióxido de Azufre,



El trióxido de azufre luego reacciona con la humedad del ambiente para dar origen a aerosoles de ácido sulfúrico, de carácter fuertemente ácidos.



La limpieza del biogás alcanzada al retirar el ácido sulfhídrico se justifica siempre y cuando los ahorros que se pudiesen lograr mediante el reemplazo de GLP, soporten la inversión asociada en un tiempo razonable y generen un ahorro sostenido en el tiempo.

Téngase presente que independiente de la tecnología empleada, siempre habrá un desecho a disponer ligado a la remoción de H<sub>2</sub>S. Idealmente se debiera escoger la tecnología que entregue un residuo inerte, en bajos volúmenes residuales y de fácil disposición

#### 4.3.1. Remoción de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S)

Proteínas y otros materiales sulfurados producen ácido sulfhídrico en el proceso de digestión.<sup>49</sup> El ácido sulfhídrico es un gas que trae consigo serios problemas cuando se plantea la utilización del biogás dado su fuerte poder corrosivo sobre los metales.

El primer paso a seguir previo a cualquier utilización consiste en la remoción del ácido sulfhídrico. El H<sub>2</sub>S es extremadamente reactivo con la mayoría de los metales y su reactividad se ve potenciada por la concentración y presión; la presencia de agua y temperaturas elevadas.<sup>50</sup>

Téngase en cuenta que el H<sub>2</sub>S es un compuesto venenoso, oloroso y altamente corrosivo. Este procedimiento se sustenta en que dicho compuesto es altamente corrosivo sobre las superficies metálicas como pueden ser tuberías, contenedores, motores, calderas y lámparas radiantes, acortando de manera significativa la vida útil de éstos productos, haciendo inviable la utilización del biogás crudo en equipos regulares.

Las diversas opciones de utilización requieren de distintos grados de depuración, es decir, la utilización del biogás en una caldera no requiere el mismo grado de tratamiento que para utilizarlo dentro de un motor, donde las exigencias son más rigurosas. A continuación, en la Tabla 17 se exponen los niveles de H<sub>2</sub>S que deben alcanzarse para su utilización en diversos equipos:

---

<sup>49</sup> Hagen Martin et al. Adding Gas from Biomass to the Gas Grid, Final Report, February 2001.

<sup>50</sup> IEA Bioenergy, Biogas Upgrading and Utilization, pg-13.

**Tabla 17. Tecnologías aplicables a biogás y grado de depuración recomendado<sup>51</sup>**

Tecnología	Requerimientos de calidad recomendados
Calderas	H <sub>2</sub> S < 1.000 ppm; 0,8 – 2,5 kPa presión; remover condensado
Depuración del biogás a calidad de Gas Natural	H <sub>2</sub> S < 4 ppm; CH <sub>4</sub> > 95%; CO <sub>2</sub> < 2%; H <sub>2</sub> O < 1*10 <sup>-4</sup> kg/MMscf; > 3.000 kPa presión
Motores de Combustión Interna	H <sub>2</sub> S < 100 ppm; 0,8 – 2,5 kPa presión; remover condensado

La firma Alke de lámparas calefactoras no maneja información sobre el máximo de H<sub>2</sub>S que puede ser quemado en sus equipos modelo Global 5.

Caterpillar, Ener-G y Deutz (cogeneración) afirman no requerir sistema de remoción de H<sub>2</sub>S, a diferencia de Waukesha.

Existen firmas de fabricantes de calderas capaces de operar con biogás crudo (Lochinvar, Saskatoon, Parker Boiler CO y Cleaver-Brooks).

La remoción de H<sub>2</sub>S desde el biogás es un tema muy amplio, el cual abarca gran cantidad de información por si sólo. Por lo que se destacarán los métodos más utilizados actualmente en la industria. La Tabla 18, a continuación, menciona los grandes grupos de tecnologías existentes en la remoción de H<sub>2</sub>S desde el gas.

---

<sup>51</sup> Steven McKinsey Zicari. Removal of Hydrogen Sulfide From Biogas Using Cow-Manure Compost. January, 2003.

**Tabla 18. Métodos de remoción H<sub>2</sub>S desde el biogás<sup>52</sup>**

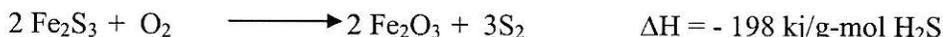
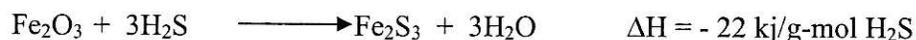
Método	Descripción
Métodos de Remoción en Seco	Óxidos de Hierro
	Óxidos de Zinc
	Sólidos Alcalinos
	Absorbentes
Métodos de Remoción Húmedos	Solución de Sales Alcalinas
	Lavado con Agua
	Remoción por Aminas
Métodos Alternativos	Dosificación Aire/Oxígeno al biogás
	Ajuste de la Dieta de los Cerdos
	Remoción In-Situ (Agregar FeCl <sub>3</sub> al Digestor)

A continuación se analizan las más utilizadas a nivel industrial dado su factibilidad técnico-económica.

### **Métodos de remoción en seco**

#### **Esponja de hierro**

Chips de madera (generalmente pino) son impregnados con óxido de hierro (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) son utilizados para interactuar de forma selectiva con H<sub>2</sub>S y mercaptanos. Éstos se localizan al interior de un cilindro por donde atraviesa el biogás. Las reacciones químicas asociadas a la reacción se especifican a continuación<sup>53</sup>:



La estequiometría de la primera ecuación señala que 1 kg de Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> remueve 0.64 kg de H<sub>2</sub>S. Mientras la segunda ecuación a través de su entalpía (ΔH) denota que la reacción de regeneración y formación de Azufre elemental es altamente exotérmica, por lo que la esponja de hierro una vez utilizada es un material peligroso y pirofórico el cual debe tener un manejo adecuado. Durante la regeneración de la esponja de hierro es vital controlar los aumentos de temperatura para evitar la combustión. La

<sup>52</sup> Steven McKinsey Zicari. Removal of Hydrogen Sulfide From Biogas Using Cow-Manure Compost. January, 2003.

<sup>53</sup> Crynes, B. L., Ed. Chemical Reactions as a Means of Separation: Sulfur

esponja de hierro puede ser regenerada una o dos veces dado que se reduce su actividad, luego se debe cambiar por nuevo material.

Normalmente se utilizan dos cilindros con esponja de hierro en línea, y cuando el primero se satura se procede a su regeneración, mientras el segundo sigue en operación asegurando la continuidad del proceso.

Ésta es una tecnología que presenta limitaciones en vista que una vez utilizadas las esponjas, éstas son residuos peligrosos y su disposición segura puede tornarse problemática y costosa.

#### Sulfatreat®

Sulfatreat® corresponde al nombre comercial de un producto químico diseñado para reaccionar con  $H_2S$ . Este opera en base a pellets recubiertos óxido de hierro ( $Fe_2O_3$ ), pero a diferencia de la esponja de hierro la reacción no es reversible. El sistema se basa en un cilindro relleno del material reaccionante el cual es uniforme en términos de forma y tamaño; éste es granular, de color negro e inodoro. El gas rico en  $H_2S$  atraviesa el cilindro lleno del material granulado gracias a un gradiente de presión, reaccionando químicamente con el gas dando origen a un material estable e inofensivo como producto, denominado pirita u “oro de los tontos”. Éste producto presenta ciertas ventajas por sobre la esponja de hierro dado que éste no es pirofórico, posee mayor durabilidad; su manejo es seguro y ambientalmente más fácil.<sup>54</sup>

---

Removal. Chemical Processing and Engineering Series. 1978.

<sup>54</sup> Documentación entregada por representantes de Natcogroup

### Métodos de remoción húmedos

#### Sistema de remoción biológico de H<sub>2</sub>S

El sistema de remoción biológico convierte el H<sub>2</sub>S en productos inofensivos al ambiente como es el caso del sulfato y sulfuro. Luego éstos son removidos del sistema mediante una descarga líquida la cual puede ser añadida al efluente proveniente del digestor o incorporada a terreno<sup>55</sup>.

El sistema ofrecido afirma purificar el biogás con un contenido de 3.000 ppm de H<sub>2</sub>S, y llevarlo hasta concentraciones cercanas a las 50 ppm.

El biogás proveniente del biodigestor es transportado en dirección a la parte superior del tanque de remoción. Para lograr la oxidación del H<sub>2</sub>S, en primera instancia aire es añadido a la cañería de gas antes que el biogás ingrese a la zona superior del tanque e interaccione con microorganismos.

Mediante la oxidación por efecto de la adición de aire a la cañería parte del H<sub>2</sub>S es transformado a sulfuro elemental. El H<sub>2</sub>S remanente es removido del biogás debido a la acción bacteriana que emplea CO<sub>2</sub> como fuente de carbón, H<sub>2</sub>S como fuente energética. Este proceso se lleva a cabo al interior del tanque de remoción donde se encuentran contenidas las bacterias.

Las bacterias involucradas en el tratamiento pertenecen al género *Thiobacillus*. Las bacterias son fijadas sobre la superficie del material filtrante; son humedecidas y nutridas por la circulación de fluido a través del sistema. Se incorporan al agua circulante compuestos inorgánicos simples como nutrientes, principalmente, sales que contengan nitrógeno (N), fósforo (P) y potasio (K).

---

<sup>55</sup> Información entregada por Karsten Buchhave, perteneciente a Bigadan, Dinamarca.

Agua fresca ingresa al tanque de remoción la cual transporta los nutrientes complementarios para el óptimo metabolismo bacteriano. Mientras el agua que sale del sistema, agua de descarga, contiene sulfuro y es bombeada a estanques de acumulación. El efluente pudiese ser incorporado al sistema de tratamiento post-biodigestor de Agrícola Súper o bien descargar a lagunas de almacenamiento. Esta situación requiere ser analizada en detalle caso a caso.

La cantidad de gas tratado es medido mediante un caudalímetro fijado posterior al digestor.

Antes que el biogás alcance el tanque de remoción, se añade aire al biogás mediante un soplador. Dicho dispositivo posee un funcionamiento continuo y se detiene cuando el flujo de gas es menor a  $80 \text{ m}^3/\text{hr}$ . La entrada máxima de aire debe ser en torno a 4 % del volumen del gas.

Nutrientes son añadidos para complementar la dieta bacteriana. Estos son añadidos de manera continua mediante un dosificador. La nutrición recomendada consiste de N:P:K en proporciones de 12:4:6; aproximadamente 20 litros de nutriente por 500 litros de agua.

Se agrega agua para sacar el Azufre. El ingreso de agua es regulado de acuerdo al caudal de gas tratado y el contenido de  $\text{H}_2\text{S}$ . La válvula de ingreso de agua es controlada por sistemas de partida automática fijada por tiempo.

Para humedecer y alimentar las bacterias fijadas en los elementos del filtro, se requiere hacer circular agua a través del tanque. La circulación se efectúa por una bomba de circulación.

Para remover Azufre del sistema, el agua contenida en el tanque es descargada regularmente. El agua es descargada a almacenaje por una bomba de circulación. Cuando se alcanza la capacidad máxima de líquido contenido en el sistema, la válvula de ingreso de agua se cierra y se abre la válvula de descarga. El líquido se descarga del tanque hasta que se alcanza un nivel mínimo, entonces se cierra la válvula de descarga y se abre la válvula de circulación. El cambio en el nivel líquido del tanque es producto de la entrada de agua.

### **Métodos de remoción alternativos**

#### **Dosificación aire / oxígeno al biogás**

Este método corresponde al más simple de todos los métodos para alcanzar la desulfuración del gas. El principio consiste en la adición de aire directamente al digestor o al interior de un tanque de almacenamiento el cual opere simultáneamente como contenedor de gas. Entonces los microorganismos del tipo *Thiobacilli* reducen la concentración de H<sub>2</sub>S en un 95% por debajo de las 50 ppm.<sup>56</sup> El metabolismo de estos organismos consiste en la oxidación biológica del H<sub>2</sub>S a Azufre elemental y sulfatos. La inoculación no es necesaria dado que estos organismos ocurren de manera natural en digestores al tornarse levemente aeróbicos en la costra superior. Como se señala en la Tabla 17, con ésta concentración final (en torno a las 50 ppm) se puede pensar en prácticamente todas las opciones de utilización del gas, a excepción de llevar el biogás a calidad de gas natural, hecho que requiere un mayor grado de depuración.

La reacción química que describe lo realizado por los microorganismos se expone a continuación:



La cantidad de oxígeno requerida para desarrollar la reacción es pequeña (2 – 6 % aproximadamente) y es introducida al interior del biodigestor o tanque por medio de una bomba.<sup>57</sup>

El método posee la ventaja de ser económico, además su operación y mantención son simples. Sin embargo, debe controlarse rigurosamente el ingreso de aire y tomar medidas de seguridad pertinentes dado que el biogás mezclado con aire en un rango de 6 a 12 % se torna una mezcla explosiva<sup>58</sup>.

#### 4.3.2. Depuración del biogás

La depuración o limpieza profunda del biogás pretende la obtención de un gas asimilable a calidad de gas natural para su utilización en los equipos. La utilización del biogás con este grado de limpieza apunta principalmente a fines de calefacción. El biogás depurado acarrea la certeza de un óptimo funcionamiento en equipos. Implicando una significativa reducción en la incertidumbre asociada al uso de biogás para fines de calefacción, menor frecuencia en periodos de mantención y mayor vida útil de los equipos, y ambientes con mejor calidad atmosférica.

En la depuración del biogás puede ser alcanzada mediante diversas tecnologías. Este se comprime y limpia ya sea mediante sistemas de membranas, tecnología Greenlane o mediante tecnología PSA (Pressure Swing Adsorption). Bajo las tres tecnologías mencionadas se puede adquirir calidad asimilable a gas natural pudiendo acceder sin restricciones a los mismos usos asignados al gas natural.

---

<sup>56</sup> IEA Bioenergy, Biogas Upgrading and Utilization, pg-14.

<sup>57</sup> Ana Luisa Vergara. Pre-factibilidad técnica y económica de un sistema de purificación y utilización del biogás generado en el relleno sanitario loma los colorados. Santiago, Chile, 2002.

<sup>58</sup> IEA Bioenergy, Biogas Upgrading and Utilization, pg-14.

Una vez que el biogás es depurado y limpiado de gran parte de sus compuestos no-metánicos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, etc) se obtiene un gas asimilable al gas natural, el cual cubre los mismos usos que éste último. A continuación se expone la Tabla 19 que señala las diferencias en la composición entre el biogás crudo y posterior a su depuración.

**Tabla 19. Especificaciones biogás crudo / biogás depurado<sup>59</sup>**

Compuesto	Símbolo	Biogás crudo	Biogás depurado
Metano	CH <sub>4</sub>	55 – 70 %	> 97 %
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	30 – 45 %	< 1 %
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	< 2 %	< 2 %
Oxígeno	O <sub>2</sub>	< 0.5 %	< 0.5 %
Ácido Sulhídrico	H <sub>2</sub> S	< 500 ppm v	< 5 mg/Nm <sup>3</sup>
Hidrocarburos	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	< 100 ppm v	< 10 ppm v
Agua	H <sub>2</sub> O	Saturado	< 0,03 g/m <sup>3</sup>
Poder Calorífico	H <sub>S,M</sub>	6 – 7,5 kWh/m <sup>3</sup>	Máx. 8,4 – 13,1 kWh/m <sup>3</sup>

Como es posible apreciar luego de la depuración, la calidad del gas aumenta considerablemente la pureza de su composición química, transformándose en un torrente gaseoso enriquecido de metano, registrándose un aumento significativo en el poder calorífico en el gas obtenido (40% - 75%). Existen diversas tecnologías para lograr la depuración del biogás las que se resumen brevemente en la Tabla 20.

**Tabla 20. Tecnologías empleadas en el enriquecimiento de metano a partir de biogás<sup>60</sup>**

Tecnología	Descripción
Lavado de gas	CO <sub>2</sub> es adsorbido por medio de un líquido de lavado (Ej. Agua, solución NaOH, etc)
Adsorción	CO <sub>2</sub> es ligado a un adsorbente mediante fuerzas electrostáticas.
Procesos de membrana, húmeda	CO <sub>2</sub> es separado mediante diferentes tasas de permeabilidad a una membrana y posteriormente adsorbido mediante un líquido de lavado.
Procesos de membrana, seca	CO <sub>2</sub> es separado mediante diferentes tasas de permeabilidad a una membrana
Licuo de CO <sub>2</sub>	Se lleva a cabo una separación de CO <sub>2</sub> líquido y metano gaseoso.

<sup>59</sup> Alfons Schulte-Schulze Berndt. Biogas Upgrading with PSA and Hydrogen Reforming Technology, documento enviado por CarboTech.

<sup>60</sup> Alfons Schulte-Schulze Berndt. Biogas Upgrading with PSA and Hydrogen Reforming Technology. Documento entregado por CarboTech.

En principio, se descartan las tecnologías de lavado de gas y de procesos de membrana húmeda puesto que éstas acarrearán consigo el manejo de un efluente líquido el cual no es deseable. El tema se discutirá en detalle con los proveedores de equipos.

El licuado de gases usualmente está asociado a grandes presiones y éste solo remueve  $\text{CO}_2$ , por lo que en principio, ésta tecnología se descarta ante la menor eficacia en comparación con los procesos de membrana y adsorción.

La gran ventaja que presentan las tecnologías de adsorción frente al resto de las tecnologías expuestas es que mediante un sistema de adsorción no solo se remueve  $\text{CO}_2$ , sino que también existe una purificación simultánea de agua,  $\text{H}_2\text{S}$  y otras impurezas. Es por ello que se evalúa éste tipo de tecnología.

#### **Tecnología de adsorción por cambios de presión (Pressure Swing Adsorption o PSA)**

Esta tecnología consiste en un tamiz molecular, el cual adsorbe de manera selectiva ciertas moléculas (principalmente  $\text{CO}_2$ ) y permite el paso del caudal de moléculas de interés, en éste caso, metano. La gran ventaja que ofrece ésta tecnología es que simultáneamente remueve humedad,  $\text{H}_2\text{S}$  y otras impurezas.

El corazón de ésta tecnología corresponde al filtro adsorbente. Se trata particularmente de un cilindro relleno con tamices moleculares de carbón activado (CMS, Carbon Molecular Sieves) los que interactúan a través de fuerzas electroestáticas con el caudal de moléculas contenidas en el gas. El gas previamente presurizado (de 4 a 10 bar) ingresa al cilindro adsorbente por la parte inferior de éste donde será adsorbido preferentemente el  $\text{CO}_2$ , fuera del  $\text{CO}_2$  también son adsorbidos otros componentes como  $\text{H}_2\text{S}$  remanente, humedad (agua), nitrógeno y oxígeno.

Obteniéndose un caudal de gas enriquecido en metano en la parte superior del cilindro. La situación expuesta se observa de manera gráfica en la Figura 2.

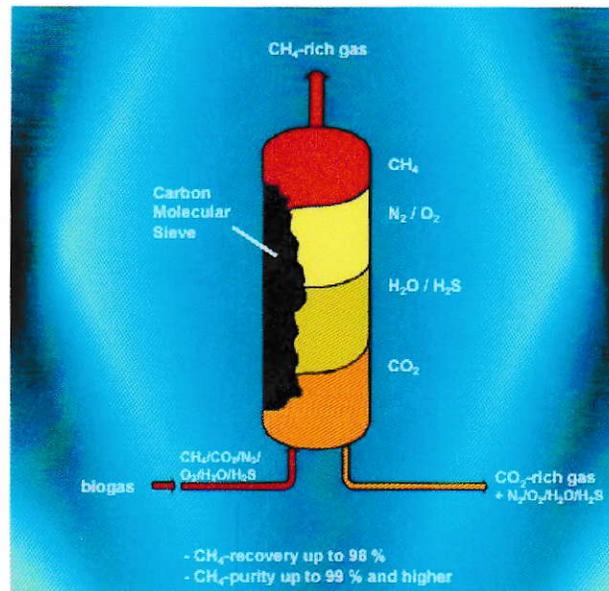


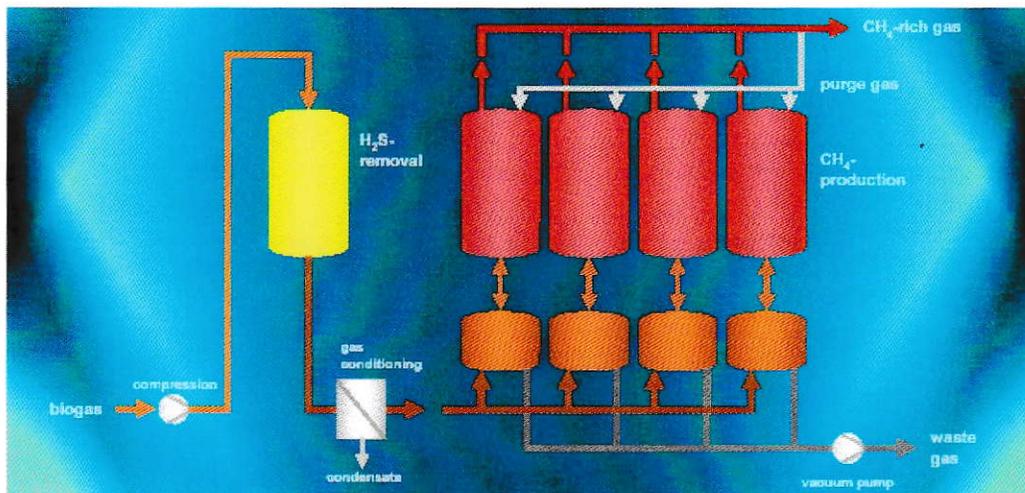
Figura 2. Enriquecimiento de metano por PSA por medio de tamices moleculares de carbón<sup>61</sup>

Una vez que se alcanza la capacidad de adsorción de los tamices moleculares de carbón, es decir, se copan los sitios de adsorción del material, el filtrado será deficiente y el caudal de metano variará su composición enriquecido en nitrógeno, oxígeno, agua y ácido sulfhídrico. Por lo que en éste punto se debe regenerar el material filtrante.

La regeneración del material filtrante se logra mediante una despresurización y una posterior evacuación del material adsorbido con una bomba de vacío. Luego de realizada esta acción, son removidos todos los compuestos adsorbidos previamente por el material, obteniéndose así la regeneración del material.

<sup>61</sup> Alfons Schulte-Schulze Berndt. Biogas Upgrading with PSA and Hydrogen Reforming Technology.

La utilización industrial del PSA exige más de un cilindro adsorbente dado que uno sólo puede presentar problemas al saturarse rápidamente obligando a limpiarlo continuamente e interrumpir un caudal constante de metano. Para prevenir dicha situación, se prefiere la implementación de cuatro cilindros adsorbentes en línea, diseño que con los años ha demostrado ser la mejor opción. El esquema de utilización industrial de PSA se señala a continuación:



**Figura 3. Enriquecimiento de metano utilizando tecnología PSA diseñada por CarboTech<sup>62</sup>**

En la Figura 3 se distinguen cuatro pasos en el proceso de enriquecimiento de metano:

- 1.- Compresión del biogás crudo (4 – 10 bar)
- 2.- Remoción de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S)
- 3.- Acondicionamiento del biogás
- 4.- Producción de metano

El biogás debe ser comprimido mediante la utilización de un compresor adecuado.

Una vez comprimido el gas adquiere presión (4 – 10 bar) y temperatura adecuada (60 – 90 °C) para atravesar e interactuar con los tamices moleculares de carbono donde

<sup>62</sup> Alfons Schulte-Schulze Berndt. Biogas Upgrading with PSA and Hydrogen Reforming Technology.

se lleva a cabo una depuración que libera al gas de compuestos no deseados. El biogás inicial se transforma en un caudal enriquecido de metano el que se transforma en gas natural en cuanto a su contenido de metano ( $> 97 \%$ ). Cuando el gas adquiere este nivel de calidad es apto para su utilización sin restricciones en cualquier equipo diseñado para gas natural.

### **Membranas de separación**

La depuración del biogás mediante membranas también constituye una tecnología de punta en limpieza de gases. A través de ésta tecnología sería posible al igual que con tecnología PSA obtener un gas de calidad asimilable a gas natural para su utilización en los equipos a implementar, entregando un gas de la mejor calidad posible a los equipos garantizando su óptimo funcionamiento.

Una tecnología eficiente en la depuración del biogás consiste en la separación de compuestos no deseados mediante membranas en pos de originar un caudal de gas rico en metano. Las membranas se componen de un material polimérico, que a diferencia de los filtros tradicionales, estas interactúan molecularmente con los componentes del gas durante el transporte, existiendo una cierta afinidad con cada compuesto, permitiendo así la separación.

Una membrana corresponde a un material que actúa como barrera semi-permeable, a través del cual cada componente contenido en una mezcla de compuestos atraviesa de manera característica dicha membrana, hecho que conlleva a la separación de los compuestos, puesto que todos la atraviesan a distintas velocidades.

El principio de separación a través de membranas opera en base al concepto de permeabilidad selectiva, el cual es producto de las constantes de solubilidad y difusión del gas a través de la membrana. Al aplicarse un diferencial de presión en

los extremos opuestos de la membrana se produce la migración del gas a través de ésta. Las moléculas mas pequeñas (He y H<sub>2</sub>) y aquellos componentes con mayores tasas de permeabilidad (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S) atraviesan la membrana con mayor velocidad que lo realizado por componentes con menor tasa de permeabilidad (N<sub>2</sub>, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> y hidrocarburos más pesados).<sup>63</sup> Así, producto del paso de los componentes de mezcla de gas a distintas velocidades a través de la membrana, se logra separar el caudal inicial de biogás en uno rico en metano y en otro principalmente compuesto por CO<sub>2</sub>.

### **Tecnología Grenlane**

La compañía Flotech separa el proceso de depuración del biogás mediante su tecnología en cuatro pasos.

- Separación de partículas
- Compresión
- Limpieza
- Secado

El emplear agua como disolvente en la remoción de H<sub>2</sub>S ofrece una serie de ventajas tales como: seguridad, fácil de mantener, bajos costos capitales y de mantención, la tecnología esta probada y es confiable.

El sistema puede operar ya sea mediante el uso y desecho inmediato del agua o mediante la recirculación de ésta. A la primera alternativa se asocian bajos costos capitales, altos costos de mantención y pérdida de metano. Mientras a la segunda opción se asocian altos costos capitales, bajos costos de mantención, existe recuperación de metano y los sistemas de enfriamiento requeridos aumentan la eficiencia del sistema.

---

<sup>63</sup> NATCO's Cynara CO<sub>2</sub> Membrane Separation Solutions. [www.natcogroup.com](http://www.natcogroup.com)

La presión de absorción del H<sub>2</sub>S en el sistema oscila entre los 6 –10 bar; a la vez, se asocia una temperatura de absorción de entre 7 y 25 °C.

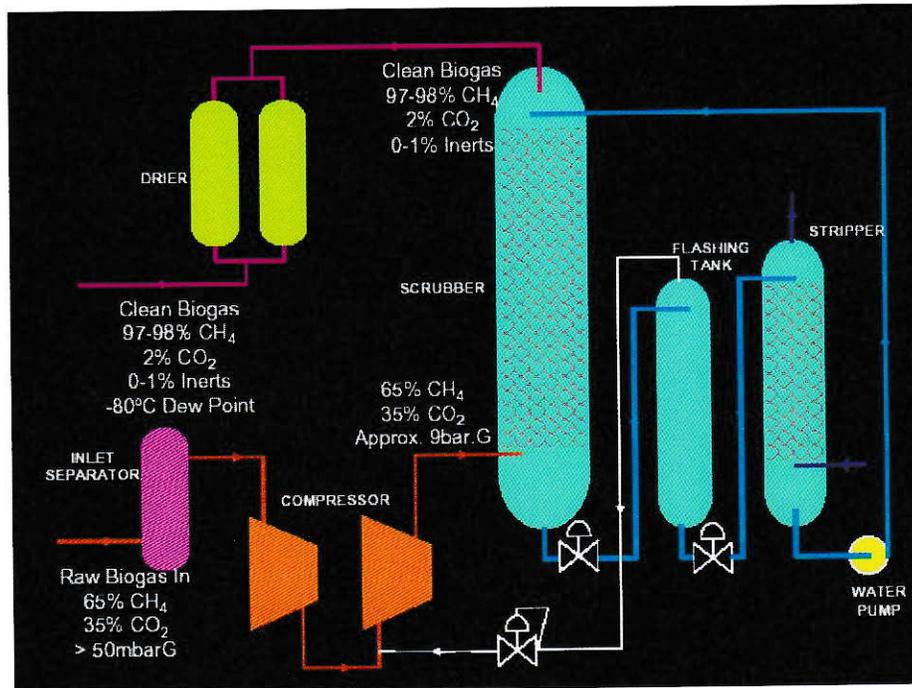


Figura 4. Diagrama de operación tecnología Greenlane

La Figura 4 señala la configuración del sistema Greenlane. El biogás ingresa a la torre de remoción a una alta presión (9 bar), donde interactúa con el agua siendo el H<sub>2</sub>S absorbido por esta, el CO<sub>2</sub> es recuperado y corresponde a un sub-producto del proceso. Se obtiene un gas de calidad asimilable a gas natural. El H<sub>2</sub>S contenido en el agua del sistema es removido mediante un sistema de “stripping” o desorción, posteriormente éste atraviesa un biofiltro y es liberado a la atmósfera.

#### 4.4. Alternativas de utilización del biogás para Agrícola Super Ltda

El biogás como tal posee un amplio espectro de posibilidades de utilización. En vista de sus características combustibles, otorgadas por el metano que lo compone, éste puede ser utilizado para los mismos usos que el gas natural dependiendo del grado de depuración que éste posea.

En la figura 5 se presentan las alternativas de utilización de biogás que se barajan en la actualidad. Con posterioridad a su presentación se realiza el descarte de aquellas no aplicables en términos técnicos-económicos; y se procede a presentar las alternativas reales de aplicación.

Muchas alternativas existentes pudiesen no ser adecuadas para Agrícola Super Ltda. por diversas razones. En primer lugar existe una serie de opciones que no son del todo viables económicamente en vista que éstas son tecnologías en desarrollo, por lo que tienen una elevada inversión y riesgos asociados como es el caso de micro turbinas, motores de combustión externa y celdas de hidrógeno. Otras alternativas pierden fuerza porque éstas no presentan utilidad en la zona de proyecto como es el caso de operar sistemas de enfriamiento en base a biogás. Dejando de lado otras alternativas tales como: incorporación del gas previamente tratado a redes de gas natural y como combustible para vehículos.

Para el caso particular de Agrícola Súper Ltda. se opta por tecnologías convencionales y consolidadas en la utilización de biogás como lo es la depuración del biogás y la cogeneración. Se plantea una alternativa que actualmente se encuentra en desarrollo y que pudiese ser interesante como lo es la calefacción de los pabellones en base a biogás depurado o parcialmente depurado (considerando únicamente remoción de  $H_2S$ ).

En vista de lo anterior, las opciones evaluadas son:

- Generación de calor en lámparas radiantes , calderas de agua caliente y calentadores de aire
- Cogeneración

El presente trabajo se centra en las alternativas válidas para el contexto de Agrícola Super Ltda. (calderas a biogás y cogeneración) por lo que no se analizan todas las

alternativas existentes de utilización del biogás, sino sólo aquellas que posean una aplicación potencial y que pudiese presentar las alternativas globales de utilización. La Figura 5, a continuación señala todas las alternativas evaluadas y las principales empresas que se relacionan a cada tecnología.

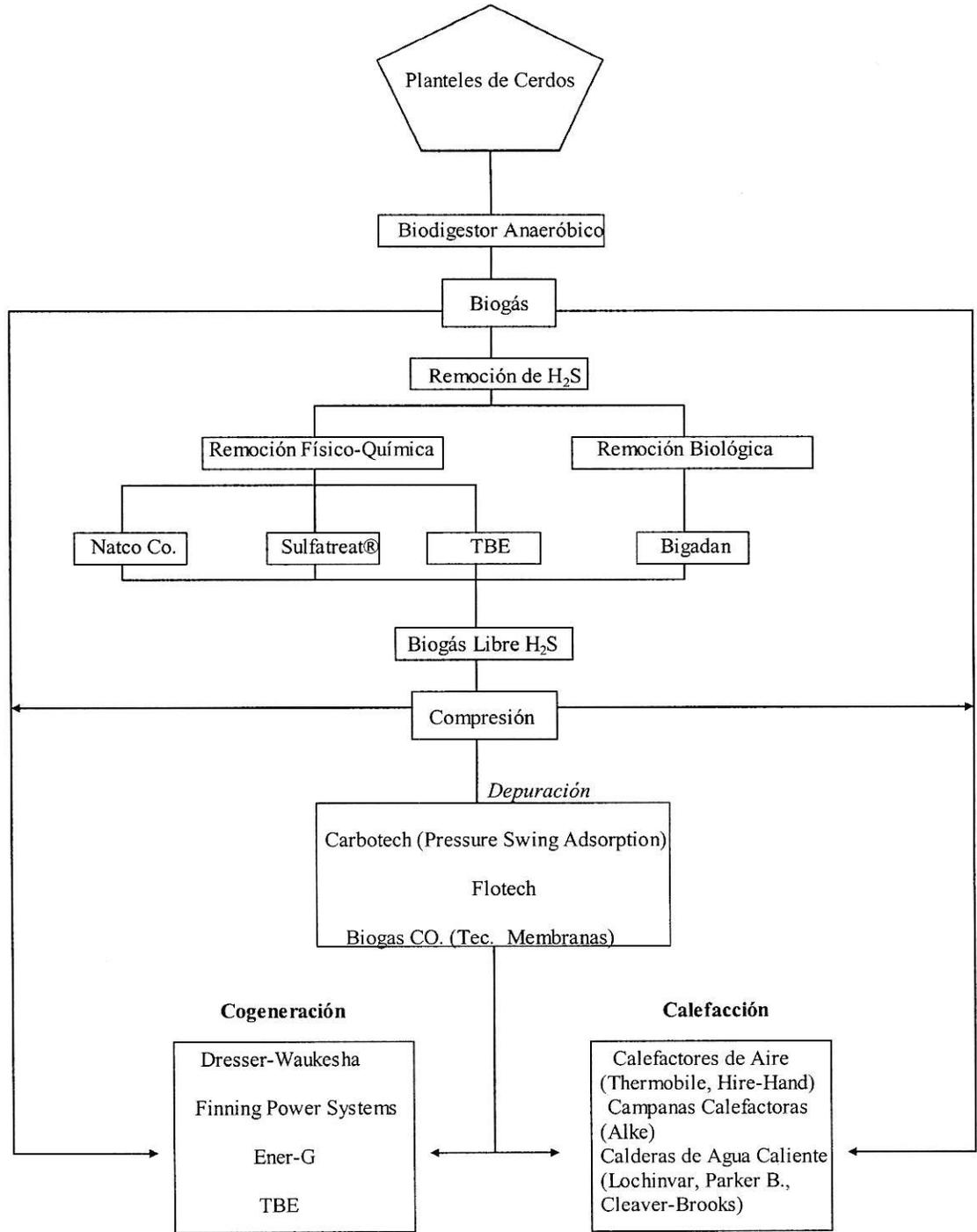


Figura 5. Diagrama de flujo alternativas evaluadas

La Figura 5 señala los diversos caminos que puede seguir el biogás para el caso de Agrícola Súper Ltda. Previa utilización en algunas de las alternativas se recomienda

una remoción de H<sub>2</sub>S presente en el gas, de lo contrario la vida útil de los equipos se vería seriamente comprometida. El diagrama plantea dos o más sistemas de operación en línea con el fin de asegurar continuidad en el proceso, pero esto depende del sistema de remoción a emplear. Esto se debe a que todo sistema de limpieza de H<sub>2</sub>S se termina saturando y debe ser regenerado o remplazado, por lo que más de un sistema asegura continuidad en el proceso.

Una vez libre de H<sub>2</sub>S o depurado, el biogás está en condiciones de optar por dos grandes rutas:

#### 1) Sistemas de calefacción

El biogás es transportado desde su punto de generación (biodigestor) mediante gasoductos hasta los sistemas de calefacción existentes en los pabellones: lámparas radiantes, calefactores de aire y las calderas ligadas a calefacción en los grupos reproductores. Aquí, el biogás es utilizado como combustible para operar los equipos de calefacción y entregar calor a los cerdos, ahorrando así el actual consumo de GLP.

#### 2) Cogeneración

Se evalúa cogeneración con el fin de generar energía eléctrica y térmica simultáneamente. Con el calor recuperado del motor se analizan las alternativas de calentar el biodigestor asociado o emplearlo en calefacción, el tema debe ser analizado en detalle en conjunto con los proveedores de motores.

La remoción de H<sub>2</sub>S depende del modo de operación establecido por el proponente.

#### 4.4.1. Sistemas de calefacción

Los sistemas de calefacción son utilizados en la agroindustria porcina para alcanzar las temperaturas requeridas por los lechones tanto en los planteles reproductores, como durante los primeros días cuando se incorporan los cerdos a los planteles de

destete-venta, los consumos de gas se registran desde el día 21 hasta el día 42 de la crianza.<sup>64</sup> Los requerimientos de temperatura son mayores mientras menores sean los cerdos, y el control de la temperatura consiste en subir y bajar las campanas calefactoras. En el caso en que se utilice dicho sistema debe existir una buena ventilación en los planteles para evitar altas concentraciones de CO y CO<sub>2</sub>. Consecuentemente los animales se deben mantener bajo supervisión, y la temperatura debe ser revisada permanentemente.

La utilización del biogás en lámparas radiantes y calentadores de aire requiere de un mínimo de depuración, al menos en cuanto a la remoción de H<sub>2</sub>S. Especialmente si se considera que estos equipos realizan la combustión al interior de los pabellones. En caso de no removerse el H<sub>2</sub>S los equipos se prevé podría afectar la salud de los cerdos aumentando su tasa de mortalidad entre otros parámetros asociados a la crianza del cerdo por efecto de aerosoles de carácter ácido generados por la combustión del H<sub>2</sub>S. Además, se verían afectados los mismos equipos e infraestructura de los pabellones por corrosión disminuyendo notablemente su vida útil.

Los sistemas de calefacción comerciales son diseñados para operar con gas licuado de petróleo o gas natural. Actualmente no se registraron calefactores para su uso exclusivo en base a biogás, la práctica común consiste en modificar equipos de calefacción (inyectores de gas, válvulas, etc) para lograr que los equipos operen con biogás.

La presión mínima requerida para la operación de lámparas calefactores Alke en base a biogás es de 300 mbar. Adicionalmente, la conversión de los calefactores para su

---

<sup>64</sup> Agrícola Super Ltda.

operación con biogás requiere reemplazar los inyectores de los equipos. Una vez alcanzado los requisitos mencionados se debe tener en cuenta que la capacidad calórica entregada por los equipos será considerablemente menor a la actual debido al menor poder calorífico del biogás<sup>65</sup>.

Los equipos que operen en base a biogás deben contar con un piloto de seguridad que detenga el abastecimiento de gas al equipo en caso que la temperatura descienda, o el biogás no se quemara del todo.<sup>66</sup>

Las calderas son una alternativa real y tangible al uso del biogás. De hecho, es la única alternativa que se emplea hoy en día con éxito dentro de la zona del proyecto. En la actualidad dado que no se operan sistemas de remoción de H<sub>2</sub>S el uso del gas es limitado, pero para su operación las calderas no requieren de gas de alta calidad.<sup>67</sup>

Los sectores de Sitio 1, Sitio 3 y Sitio 2 operan bajo la modalidad de “digestores calientes”, utilizando parte del biogás producido en ellos para operar calderas que mantienen el biodigestor a una temperatura óptima de funcionamiento de los digestores fluctuando en torno a los 36 °C.

Las calderas típicamente operan en base a termostatos ligados a los sistemas de control. Así, cuando se detecta que la temperatura del sistema a calefaccionar se encuentre por debajo de la temperatura fijada en los sistemas de control, se procede a operar la caldera para restablecer la temperatura fijada.

Las calderas de agua caliente operan típicamente en torno a los 82,2 °C (180 °F) y 93,3 °C (200 °F) y son limitadas hasta los 100 °C (212°F) como máximo (temperatura a la cual se encuentra como vapor a presión atmosférica). Si se desea exceder los 100

---

<sup>65</sup> Información vía mail entregada por Adri Van Alphen, ALKE.

°C para distribuir calor se recomienda emplear otro tipo de equipos (calderas de vapor o calentador termal de fluidos).<sup>68</sup>

Conforme a lo informado por Agrícola Súper Ltda. también existe utilización de gas licuado para la operación de calderas empleadas para calentar agua con fines de calefacción en grupos reproductores. Se informó que el consumo asociado a estos equipos sería de: calderas SIME modelo RS6, cuyo consumo es de 9.6 kg glp / h.<sup>69</sup> SIME afirmó no tener experiencia en la operación de sus equipos en base a biogás. Se debiera solicitar al fabricante asesoría técnica en cuanto a las modificaciones requeridas en caso de querer desarrollar la iniciativa.

La utilización del biogás en calderas para fines de calefacción se perfila como la alternativa más atractiva en vista del menor grado de depuración requerido en el biogás, y frente al hecho que no se lleva a cabo una combustión directa al interior de pabellones, hecho que pudiese afectar la crianza porcina.

#### 4.4.2. Cogeneración

La gran mayoría de las empresas poseen requerimientos tanto eléctricos como calóricos. La producción de electricidad y calor por separados resulta menos eficiente que generar ambos en un mismo proceso como lo hace la cogeneración. Sin embargo, un importante ahorro en el consumo de combustibles (en torno al 25%) puede alcanzarse en caso de aplicarse cogeneración.<sup>70</sup>

---

<sup>66</sup> Werner Kossmann & Stefan Habermehl. Biogas Digest. Volume I.

<sup>67</sup> IEA Bioenergy, Biogas Upgrading and Utilization, pg-5.

<sup>68</sup> Biogas Applications for Large Dairy Operations: Alternatives to Conventional Engine-Generators. Cornell Cooperative Extension Association of Wyoming Country, 2001.

<sup>69</sup> Agrícola Súper Ltda.

<sup>70</sup> Seminario "Promoción de Tecnologías de Eficiencia Energética y Fuentes Renovables". Dr. Francisco Negroni, GAMMA Ingeniería.

Bajo la óptica del proyecto en cuestión, cogeneración se puede definir como la producción simultánea de energía eléctrica (o mecánica) y energía térmica utilizable a partir de una misma fuente primaria de energía.<sup>71</sup>

En la generación tradicional de energía eléctrica se liberan grandes cantidades de calor al ambiente, siendo la eficiencia en la transformación energética baja, en torno al 35%, desechando alrededor del 65% de la energía inicial como calor disipado al ambiente<sup>72</sup>. He aquí la importancia y utilidad de la cogeneración la cual es capaz de captar parte importante del calor disipado a través de intercambiadores de calor ligados a los equipos generadores, y haciendo uso productivo del calor normalmente desechado en los procesos industriales aumentando la eficiencia de conversión energética por sobre el 90%.

La maquinaria empleada en cogeneración es muy diversa, existiendo una serie de tecnologías que alcanzan la meta de generación simultánea de calor aprovechable y electricidad. Los sistemas de cogeneración se clasifican generalmente de acuerdo al motor primario, generador y combustible utilizado.

En la actualidad las unidades de cogeneración convencionales técnico-económicamente factibles y disponibles en el mercado incluyen:

- Turbinas de Vapor
- Motores Recíprocos
- Turbinas a Gas
- Ciclo Combinado

---

<sup>71</sup> EDUCOGEN. The European Tool on Cogeneration. Second Edition, December 2001.

<sup>72</sup> Dresser-Waukesha. Cogeneration Handbook. 1986.

La cogeneración se basa en la generación simultánea de electricidad y calor utilizable. Existen diversas tecnologías para llevar a cabo lo expuesto, sin embargo, toda planta de cogeneración contempla cuatro elementos básicos, estos son:

- 1.- Motor Primario
- 2.- Generador de electricidad
- 3.- Sistema de Recuperación de Calor
- 4.- Sistema de Control

Los componentes se señalan en la Figura 6,

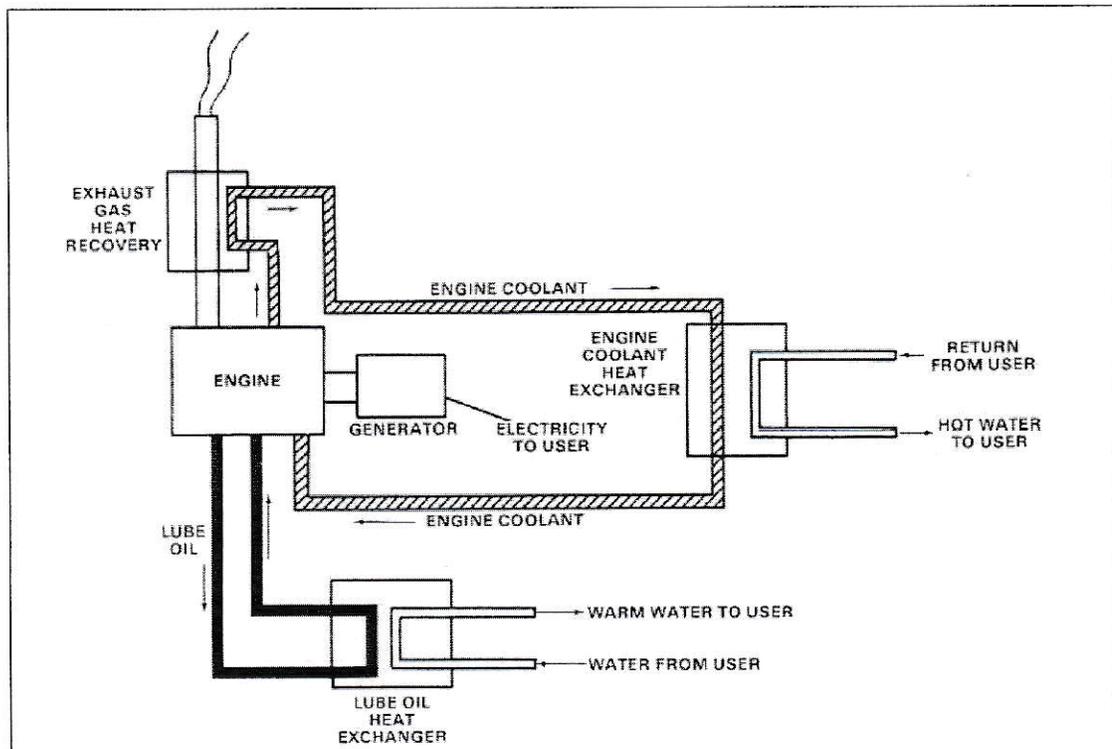


Figura 6. Esquema sistema tipo de cogeneración<sup>73</sup>

La Figura 6 señala el esquema tipo de un sistema de cogeneración. El motor primario (engine) corresponde al lugar donde se lleva a cabo la combustión del biogás, la energía mecánica generada hace funcionar al generador de electricidad

<sup>73</sup> Allan K. Chambers and Ian Potter. Gas Utilization from Sewage Waste

adyacente al motor (generator). Una vez operando dichos dispositivos se irradia calor al ambiente el cual es recuperado desde tres puntos: sistema de enfriamiento del aceite del motor, radiador del motor y desde los gases de combustión; todo ello gracias a los intercambiadores de calor. Desde los sistemas de recuperación de calor es posible obtener agua caliente o calentar los fluidos del digestor. El cerebro y elemento coordinador básico del conjunto, es el sistema de control encargado de coordinar todas las acciones, proteger al motor y a la red eléctrica.

Los motores de combustión interna diseñados para quemar gas licuado de petróleo o gas natural son fácilmente convertidos para operar con biogás mediante ajustes en la carburación y la ignición de éstos. Así un motor impulsado por biogás normalmente convertiría entre un 35% y un 40% del poder calorífico del biogás a electricidad. A esto debe sumarse la recuperación de calor desde los equipos lo que no debiera brindar una eficiencia energética menor al 85%.<sup>74</sup>

Los motores a elección debieran corresponder a sistemas de generación de poder medianos (1-6 MW) impulsados por biogás. Se trata de motores estacionarios confeccionados para aplicaciones industriales.

---

<sup>74</sup> Conversaciones con Hector Obando, Ingeniero de Ventas, Finning Power Systems.

La Tabla 21 expone las principales ventajas y desventajas de los motores recíprocos.

**Tabla 21. Principales ventajas y desventajas de motores recíprocos<sup>75</sup>**

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta eficiencia energética bajo amplios rangos de carga del motor.</li> <li>- Relativa baja inversión por kWe de salida.</li> <li>- Amplio rango de tamaños desde 3 kWe hacia arriba.</li> <li>- Puede ser utilizado en modo de “isla” (aislado de la red eléctrica).</li> <li>- Partida rápida, carga completa hasta en 15 segundos (turbinas a gas requieren de 0.5 a 2 horas).</li> <li>- Pueden operar con baja presión de gas (bajo 1 bar).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Debe ser enfriado, incluso si el calor recuperado no sea reutilizado.</li> <li>- Requiere de fundaciones sólidas que impidan su movimiento dada la fuerte vibración que producen.</li> <li>- Altos niveles de ruido de baja frecuencia.</li> <li>- Altos costos de mantenimiento.</li> </ul>

<sup>75</sup> EDUCOGEN. The European Tool on Cogeneration. Second Edition, December 2001

## **5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

El presente capítulo describe los resultados originados a partir de la investigación exhaustiva de empresas relacionadas al rubro del biogás. Una vez identificadas las principales tecnologías empleables para el contexto de Agrosuper se procedió a cotizar equipamiento y posteriormente se sometió a análisis económico las diversas alternativas en pos de determinar las opciones más atractivas de presentar al cliente.

### **5.1. Empresas y Alternativas Contactadas**

Existen numerosas empresas a lo largo del mundo ligadas al negocio del biogás, específicamente dedicadas a su tratamiento y la distribución de equipos que permiten su utilización. Poch Ambiental S.A. ha iniciado contactos con una gama de empresas con el fin de obtener cotizaciones sobre diversos equipos que permitan el aprovechamiento del biogás generado por Agrícola Súper Ltda.

Se entregó información pertinente a los proveedores (composición química y registros de biogás) para dar inicio a las negociaciones. Se destacan por su experiencia en el rubro a las empresas norteamericanas y europeas (inglesas, alemanas y danesas). Estas se presentan en la Tabla 22, a continuación:

**Tabla 22. Empresas oferentes de equipamiento para biogás<sup>76</sup>**

Empresa	País	Servicios Ofrecidos	Sitio Web
Natcogroup	E.E.U.U. (cuenta con representante en Chile)	Depuración completa del gas (remoción H <sub>2</sub> S, deshidratadores, separadores de membrana, etc)	<a href="http://www.natcogroup.com">www.natcogroup.com</a>
Cirmac	Holanda	Depuración Completa del gas (remoción H <sub>2</sub> S, deshidratadores, separadores de membrana, etc)	<a href="http://www.cirmac.com">www.cirmac.com</a>
Flotech	Nueva Zelanda	Depuración Completa del gas (remoción H <sub>2</sub> S, deshidratadores, separadores de membrana, etc)	<a href="http://www.flotech.com">www.flotech.com</a>
CarboTech	Alemania	Depuración Completa del gas (remoción H <sub>2</sub> S, deshidratadores, separadores de membrana, etc)	<a href="http://www.carbotech.com">www.carbotech.com</a>
Flargent S.A.	Argentina	Remoción H <sub>2</sub> S mediante Sulfatreat	<a href="http://www.flargent.com">www.flargent.com</a>
Biogas Technology Limited	Inglaterra	Instalación de sistemas de biogás; antorchas de última generación; remoción de CO <sub>2</sub>	<a href="http://www.biogas.co.uk">www.biogas.co.uk</a>
Bigadan	Dinamarca	Sistemas de manejo y tratamiento de biogás	<a href="http://www.bigadan.de">www.bigadan.de</a>
ENER G	Inglaterra	Cogeneración	<a href="http://www.energ.co.uk">www.energ.co.uk</a>
Finning Power Systems	Canadá (cuenta con representante en Chile)	Cogeneración	<a href="http://www.finning.cl">www.finning.cl</a>
Waukesha	Canadá (cuenta con representante en Chile)	Cogeneración	<a href="http://www.waukeshaengine.com">www.waukeshaengine.com</a>
TBE	Chile	Cogeneración – lámparas calefactoras	<a href="http://www.tbe.cl">www.tbe.cl</a>
Ambi-Rad	E.E.U.U.	Lámparas calefactoras	<a href="http://www.ambi-radusa.com">www.ambi-radusa.com</a>
Alke	Holanda	Lámparas calefactoras	<a href="http://www.alke.nl">www.alke.nl</a>
Thermobile	Holanda	Calefactores de aire	<a href="http://www.thermobile.nl">www.thermobile.nl</a>
Thermal Engineering	Chile	Calderas a biogás	-
Parker Boiler CO.	E.E.U.U.	Calderas a biogás	<a href="http://www.parkerboiler.com">www.parkerboiler.com</a>
Cleaver-Brooks	Chile	Calderas a biogas	<a href="http://www.isacquiipostermicos.cl">www.isacquiipostermicos.cl</a>
Sattler	Austria	Tanques de almacenamiento de biogás	<a href="http://www.sattler-europe.com">www.sattler-europe.com</a>
Si-Hi	Chile	Sistemas de compresión	<a href="http://www.sihi.cl">www.sihi.cl</a>
IMI	Chile	Piping transporte de biogás	<a href="http://www.imi-ltda.cl">www.imi-ltda.cl</a>

<sup>76</sup> Elaborado por Poch Ambiental S.A.

La Tabla 22 menciona las empresas contactadas a lo largo del proyecto. Existen diversas empresas que ofrecen tecnologías de aprovechamiento. Como se ha ido señalando, las alternativas factibles de implementar hacen referencia a la operación de sistemas de calefacción en base a calderas a biogás y a sistemas de cogeneración. Luego de contactar a los proveedores y tras analizar la situación de Agrícola Super se dedujo que sería posible la operación de estos equipos con el biogás crudo. Por lo que toda la información referente a la limpieza del biogás se incluye en el Anexo VI, encontrándose disponible para los fines que Agrícola Super estime conveniente.

## **5.2. Utilización del biogás en equipos de calefacción**

Son pocas las empresas consultadas en la materia que afirman dominar la tecnología de calefacción en base a biogás. A excepción de calderas, no se encontraron equipos especialmente diseñados para operar en base a biogás, sino que los fabricantes postulan la adaptación de equipos diseñados para GNC/GLP para su operación en base a biogás.

Francis Ward, Jefe de Ingeniería y Desarrollo de Productos de la multinacional GSI (Grainsystems), afirma que el contenido de metano en el gas de Agrícola Super Ltda. es bueno, y éste quemaría sin problemas en sus equipos. Sin embargo, hace hincapié en ciertos puntos que son de cuidado:

- 1) El biogás posee un poder calorífico bajo por lo que se deben realizar modificaciones a los equipos de calefacción para obtener el calor de salida correcto. Esto es un punto fácil de abordar mediante cambios en el orificio de gas de los equipos (inyectores) o simplemente cambiando la válvula de gas. En ambos casos la solución es simple.
- 2) Debe suministrarse una presión de gas adecuada a cada equipo, de lo contrario no sería posible adquirir el calor de salida correcto.

- 3) Una preocupación más sería es el ácido sulfhídrico. Generalmente el punto de condensación del compuesto gira en torno a los 120 °C, por lo que los calentadores galvanizados pudiesen sufrir corrosión en vista que su temperatura de salida es del orden de los 100 °C. Se recomienda acero inoxidable como material a emplear en este tipo de usos.
- 4) Se debiesen llevar a cabo pruebas en terreno sobre la utilización del gas en esta clase de equipos, dado que no constituyen una tecnología consolidada.

#### 5.2.1. Calentadores de aire

La empresa holandesa Thermobile se muestra sumamente interesada en participar en el proyecto, y ofrece su completa asesoría en la puesta en marcha y operación de sus equipos con el biogás de Agrícola Super Ltda. A continuación se listan y describen brevemente los equipos propuestos.

**Tabla 23: Especificaciones técnicas equipos ofrecidos por Thermobile<sup>77</sup>**

Modelo Equipo	Combustible por Diseño	Salida de Calor BTU/hr (mín.)	Salida de Calor BTU/hr (máx.)	Consumo de comb. Kg. / hr. (mín.)	Consumo de comb. Kg. / hr. (máx.)	Flujo de aire caliente (m <sup>3</sup> /hr)	Presión de gas requerida (Bar)
GA 42 E	GLP	48,000	152,000	1.0	3.1	760	0.4 – 1.5
GA 60 E	GLP	92,000	220,000	1.9	4.6	2,400	0.4 – 2.0
GA 85 E	GLP	134,000	320,000	2.8	6.7	2,400	0.4 – 2.0
GA 110 E	GLP	184,000	448,000	3.9	9.3	4,000	0.4 – 2.0
AGA 100	GNC/G LP	-	360,000	-	-	7,000	-
AGA 102	GNC/G LP	136,000	360,000	4.3	11.2	7,000	-
AGA 111	GNC/G LP	-	360,000	-	-	7,000	-

Se tiene que a diferencia de los modelos GA, los AGA son modelos diseñados para ser bi-combustibles, es decir, emplear dos combustibles diferentes según su selección. Así se podría pretender operar los equipos en base a biogás o GLP, existiendo así la tranquilidad de un combustible de respaldo ante eventuales fallas en la producción de biogás.

<sup>77</sup> Contacto Vía mails con Roy Merkenhof, representante Thermobile.

Conforme a lo informado por Agrícola Super Ltda., la calefacción opera en base a lámparas calefactoras (Alke), sistemas de calefacción de aire (Hired-Hand; modelo Super Saver Heater y la firma Airstream modelo Pura Fire). En la actualidad todos estos equipos operan en base a GLP. Poch Ambiental S.A. se ha contactado con los fabricantes de estos equipos, para evaluar la utilización de éstos a partir de biogás. Estos afirman no tener experiencia previa en operación de estos equipos en base a biogás, por lo que no pueden garantizar su funcionamiento en base a biogás.

#### 5.2.2. Lámparas calefactoras

La firma Alke, actual proveedora de lámparas a gas licuado para Agrícola Super Ltda. afirma tener cierta experiencia en biogás, pero no con los modelos Global 5 con que cuenta Agrícola Super Ltda. (modelos de alta presión), sino con modelos que incluyen plato de cerámica y que operan a baja presión (50 mbar). Alke afirma que se podría intentar operar los modelos Global 5, pero debiera existir previamente una compresión del biogás (entre 300 y 1.000 mbar) para operar estos equipos. Alke menciona que estarían dispuestos a implementar pruebas piloto bajo su dirección.<sup>78</sup>

#### 5.2.3. Calderas

Actualmente, gran parte de las calderas localizadas en grupos reproductores de Sitio 4, Sitio 5 y Sitio 7 realizan la combustión del GLP en pasillos dentro de los pabellones. Los gases de combustión son evacuados mediante tubos conectados a las calderas que se elevan por sobre los pabellones. El calor generado es transferido mediante circuitos cerrados (caldera – pabellones) de circulación de agua caliente generada en la caldera.

---

<sup>78</sup> Contacto telefonico con Adri Van Alsen, representante de Alke.

La solución tendría validez para los sectores de grupos reproductores donde operan los sistemas de calefacción mencionados. En la actualidad se calefacciona mediante calderas a GLP en los grupos reproductores de Sitio 5 (Grupo 21), Sitio 4 (Grupo 23, Grupo 10 y Grupo 24) y Sitio 7 (Grupos 8 y 25).

Las firmas proponentes de calderas a implementar son: Thermal Engineering, Cleaver-Brooks y Parker Boiler CO. Las dos primeras firmas poseen representación en Chile, mientras la tercera fue directamente contactada en USA.

A continuación se describen los ahorros generados al suplir el actual consumo de GLP en los grupos evaluados emplazados en Sitio 4, Sitio 5 y Sitio 7. El ahorro se cálculo mediante una estimación teórica basado en el numero de cerdas reproductoras, el numero de cerdos destetados al año por reproductora (26.5), y del GLP consumido por cerdo destetado (considerando un gasto adicional para los tres meses más fríos de un 25% sobre el promedio informado de 0,677 kg GLP/cerdo destetado). Adicionalmente se consideró una tarifa promedio para el año 2.004 de 309 \$ / kg GLP<sup>79</sup>.

**Tabla 24: Ahorro generado al suplir GLP en grupos evaluados**

Sitio	Grupo	Requerimiento Calórico GLP (kg/año)	Equivalencia biogás (m <sup>3</sup> /día)	Equivalencia biogás (m <sup>3</sup> /año)	Ahorro generado por utilización de biogás (US\$/año)
Sitio 4	23	171.482	1.180	430.676	90.115
	24	171.482	1.180	430.676	90.115
	10	85.741	590	215.338	45.078
Sitio 5	21	171.482	1.180	430.676	90.115
Sitio 7	8	85.741	590	215.338	45.078
	25	171.482	1.180	430.676	90.115

De modo de realizar la evaluación económica correspondiente, se opta por el reemplazo de las actuales calderas de GLP por calderas a biogás. El ingreso por fines

<sup>79</sup> Agrícola Super

de ahorro se consideran los ahorros generados por el GLP que se deja de consumir. Las actuales calderas se plantea queden instaladas a modo de respaldo o pueden ser re-localizadas.

El grupo 10, pese a poseer 9.000 madres reproductoras se le asocia un ahorro equivalente al del grupo 8 (4.500 madres) puesto que posee instalado sistemas de paneles solares ajustados al sistema de calefacción que según se informó cubren el 50% del consumo de GLP existente<sup>80</sup>.

### Thermal Engineering

La propuesta considera el suministro de tres modelos de calderas de agua caliente marca Lochnivar de procedencia USA, de la serie Copper-Fin CBN, aptas para trabajar con biogás como combustible para ser utilizadas en sistemas de calefacción para cerdos. Las características técnicas se describen a continuación:

**Tabla 25. Características calderas Lochnivar**

	<b>Caldera CBN 0986</b>	<b>Caldera CBN 1436</b>	<b>Caldera CBN 2066</b>
Fabricante	Lochnivar	Lochnivar	Lochnivar
Modelo	CBN 0986	CBN 1436	CBN 2066
Potencia Útil	201,055 kcal/h	292,907 kcal/h	421,501 kcal/h
Eficiencia	81%	81%	81%
Combustible	Biogás	Biogás	Biogás
Material C. Presión	Tubo Aleteado de Cobre	Tubo Aleteado de Cobre	Tubo Aleteado de Cobre
Presión máxima de trabajo	150 PSIG	150 PSIG	150 PSIG
Presión máxima de Biogás	10 " c.a.	10 " c.a.	10 " c.a.

De acuerdo a lo estipulado en conjunto con Poch Ingeniería, se postula presentar calderas que en conjunto sumen un mínimo de 400,000 kcal/h para los grupos reproductores de 9.000 hembras (G25, G23, G24, G10, y G21); y de 200.000 kcal/h para aquellos grupos constituidos por 4.500 reproductoras (G8). Estas calderas

<sup>80</sup> Agrícola Super

tubos de acero carbono convencionales<sup>82</sup>. Se menciona una garantía limitada de 10 años para los intercambiadores de calor.

### Cleaver-Brooks

La firma Norteamericana Cleaver-Brooks se hace presente en el proyecto a través de calderas de la serie TRUEFIRE, aptas para su operación en base a biogás.

Para sus requerimientos se han definido tres tamaños de calderas que son:

**MTF-700-750** para una salida de **154.000 Kcal/Hora**.

**MTF-700-1500** para una salida de hasta **309.000 Kcal/Hora**, y

**MTF-700-2000** para una salida de hasta **413.000 Kcal/Hora**.

Entre las características más destacadas de esta serie de calderas se mencionan:

- Caldera de diseño de tres pasos de gases de combustión, de fondo húmedo, alta eficiencia y mínima cantidad de material refractario.
- Tubos del tercer paso de gases de combustión con diseño especial para mejorar la velocidad de los gases calientes y la transferencia de calor.
- Diseño del tipo wetback que además permite un acceso a los tubos de la caldera, a la placa espejo y al fogón para una fácil mantención.
- El diseño avanzado de ésta caldera permite obtener garantías de hasta 84 % de eficiencia cuando opera con gas y hasta un 88 % de eficiencia cuando opera con petróleo diesel.
- Todas las superficies que no consideran transferencia de calor son completamente aisladas para disminuir las pérdidas por radiación y aumentar la eficiencia del equipo.
- Calderas construidas y certificadas por el código ASME, lo que asegura calidad de diseño, seguridad y confiabilidad.
- El sistema de fabricación de calderas de Cleaver Brooks está certificado con ISO 9001, lo que asegura un nivel máximo de calidad en el proceso de fabricación.
- Puerta delantera pivoteada para acceso al interior de la unidad, para fácil inspección y mantención.

Cada caldera es ensamblada en fábrica, a su vez, es sometida a pruebas para verificar la construcción, controles y funcionamiento; éstas pruebas pueden ser presenciadas

---

<sup>82</sup> Información entregada por Juan Pablo Bancalari; Gerente de Proyectos de Thermal Engineering, Chile.

por el comprador si así lo desea. Todos los gastos de traslado y estadía hacia y en la planta de fabricación son de cuenta del comprador.

La garantía estándar de fábrica es de 12 meses desde la puesta en servicio de la caldera o de 18 meses desde que la unidad sale desde fábrica, siendo el tiempo límite de la garantía el que se cumpla primero.

La garantía del quemador es basada considerando que el Biogás es tratado y secado con una humedad de menos de 2%.

La caldera ofrece una operación tanto en base a biogás como a GLP.

Si el gas “bruto” producido es ingresado directamente al quemador la garantía es limitada y no contempla el daño a los materiales componentes del quemador ni los trabajos necesarios para reparar las unidades.

Se evaluó la instalación de dos calderas MTF-700-750 para el grupo 8 de Sitio 7; y cuatro de éstas para los restantes grupos de 9.000 hembras (N°10, N°23, N°24, N°21, N°25).

#### Parker Boiler CO

La compañía Norteamericana Parker Boiler presentó tres modelos de calderas para satisfacer las necesidades calóricas de Agrícola Super. Las características técnicas se especifican a continuación:

La Caldera Parker T600L genera agua caliente a partir de una entrega calórica de 126.028 Kcal/h, capaz de operar tanto en base a Gas (GLP) o Biogás.

La Caldera Parker T1460L genera agua caliente a partir de una entrega calórica de 368.000 Kcal/h, capaz de operar tanto en base a Gas (GLP) o Biogás.

La Caldera Parker T1995L genera agua caliente a partir de una entrega calórica de 502.850. Kcal/h, capaz de operar tanto en base a Gas (GLP) o Biogás.

Se evalúa la instalación de dos calderas Parker T600L para el grupo N°8; y cuatro de éstas para los restantes grupos de 9.000 hembras (N°10, N°23, N°24, N°21, N°25). Las calderas de mayor envergadura requerirían de salas de maquina y de obras civiles para unificar el piping o cañerías existente para varias calderas y acondicionarlo a la operación en base a una sola, lo que además es riesgoso ante eventuales fallas en el sistema.

Las calderas Parker Boiler operan tanto con biogás como GLP. Cuando se detecta insuficiencia de biogás para operar esta cambia automáticamente a GLP, luego manualmente se debe volver a programar para operar con biogás.

### 5.3. Cogeneración

La Cogeneración se evalúa para los digestores calientes: Sitio 1, Sitio 2 y Sitio 3. El fin último de la cogeneración es cubrir parcialmente los requerimientos eléctricos y calóricos de los sectores evaluados. De acuerdo a estimaciones preliminares se postula que los requerimientos eléctricos pudiesen ser cubiertos parcialmente. Los detalles se exponen a continuación en la Tabla 26.

**Tabla 26. Fracción de electricidad parcialmente cubierta por cogeneración<sup>83</sup>**

Biodigestor	Biogás promedio 2004 (m3/día)	Potencial de generación eléctrico biogás (kW)	Potencial eléctrico instalado en la zona (kW)	% de Potencia Instalada Potencialmente Cubierta
Sitio 1	19.117	1.258	7.200	17,5
Sitio 2	12.300	810	3.100	26,1
Sitio 3	14.433	950	1.700	55,9

<sup>83</sup> Agrícola Súper Ltda. y elaboración por Poch Ambiental S.A.

El potencial eléctrico instalado señalado en Tabla 26 corresponde a la información entregada por Agrícola Súper para cada sitio, contemplando plantas de tratamiento, grupos de crianza porcina y equipos asociados al tratamiento.

A continuación se señala la disponibilidad de biogás para fines de cogeneración en los tres sectores evaluados.

**Tabla 27. Análisis disponibilidad de biogás para cogeneración**

Sector	Biogás requerido para operar 1 MWe(m <sup>3</sup> /día)	Biogás disponible (m <sup>3</sup> /día)	Excedente (m <sup>3</sup> /día)	Potencial de generación real (kWe)	Potencial de generación teórico (kWe)
Sitio 1	15.192	19.117	3.925	1.244	2.359
Sitio 2	15.192	12.300	- 2.892	801	1.139
Sitio 3	15.192	14.433	- 759	940	1.288

Como se aprecia el único digester capaz de operar una potencia superior a 1 MWe sería Sitio 1, mientras Sitio 2 y Sitio 3 se ubicarían por debajo de la cifra mencionada. Nótese que Sitio 1 pudiese operar una potencia considerablemente mayor a la actual en caso de operar en óptimas condiciones.

En las evaluaciones económicas los ahorros generados por disminución en consumo eléctrico serán calculados en base a los potenciales reales de generación de cada digester; y no en base a los potenciales teóricos de cada digester ni a las potencias propuestas de los sistemas de generación las que usualmente se encuentran sobreestimadas.

Se debe escoger un sistema de cogeneración que se adecue a la realidad técnico-económica y las necesidades energéticas de Agrícola Super Ltda. Se opta por éstos sitios principalmente porque cuentan con plantas de tratamiento de lodos activados

Sector Sitio 1:

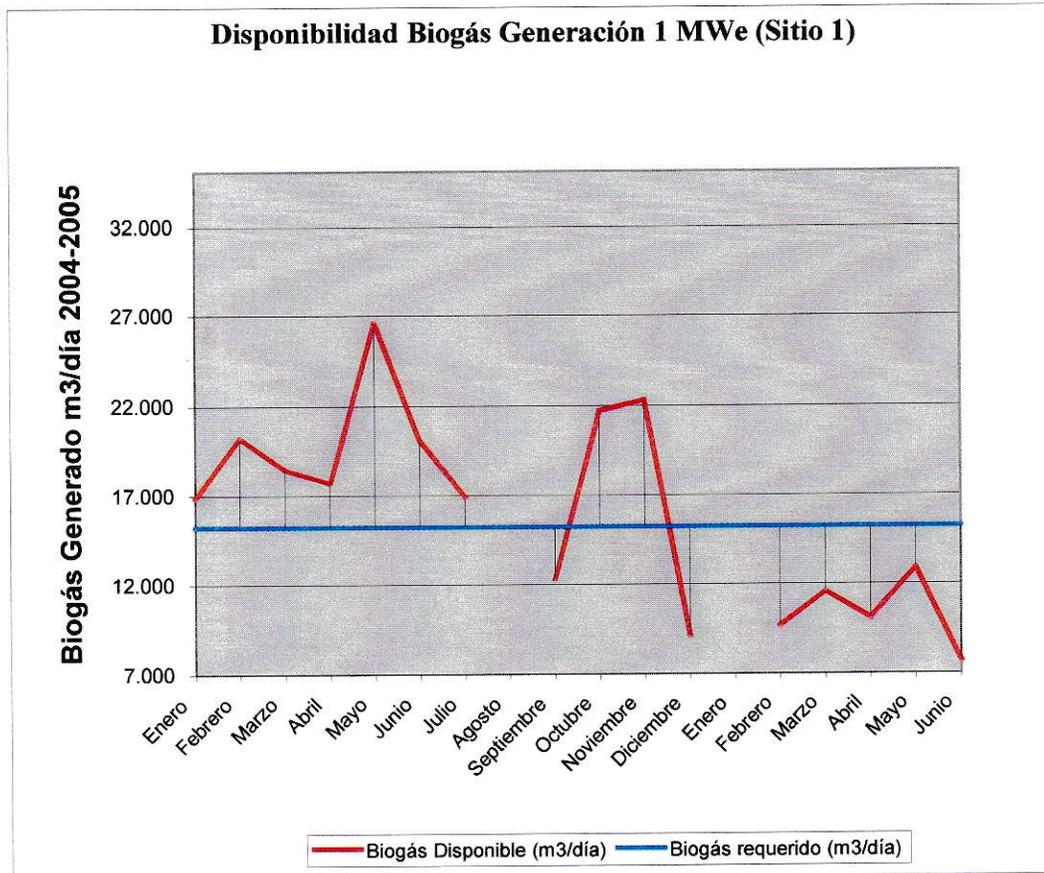


Figura 7. Disponibilidad Biogás Cogeneración Sitio 1 2004 - 2005

Con el biogás generado a lo largo del año 2004 se podría operar una potencia instalada de 1 MWe observándose un margen razonable de biogás excedente; dicho escenario cambia al analizar la situación con el biogás generado a lo largo del presente año (2005), donde no se estaría en condiciones de operar un equipo de 1 MWe. Es probable que la implementación de un sistema de cogeneración establezca la producción de biogás mediante una entrega constante de calor a lo largo del 90% de las horas del año, generando condiciones térmicas estables al interior del digester que favorezcan la producción de biogás.

Sector de Sitio 2:

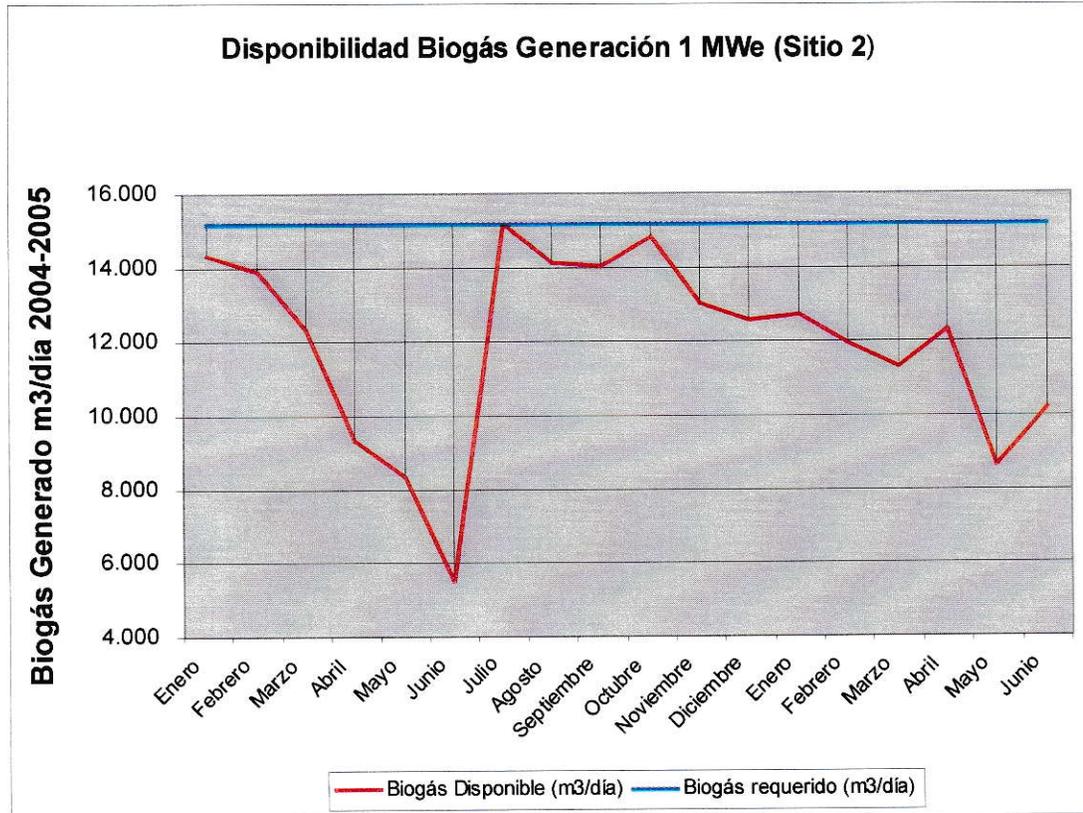


Figura 8. Disponibilidad biogás para cogeneración Sitio 2 2004 - 2005

Sitio 2 muestra un comportamiento altamente inestable en el tiempo, lo cual complicaría la eventual instalación de un equipo de cogeneración. Sin embargo, es probable que la implementación de un sistema de cogeneración que opere el 90% de las horas del año genere una entrega continua y homogénea de calor que pudiese revertir la situación observada, alcanzando un régimen de generación más estable.

Sector Sitio 3:

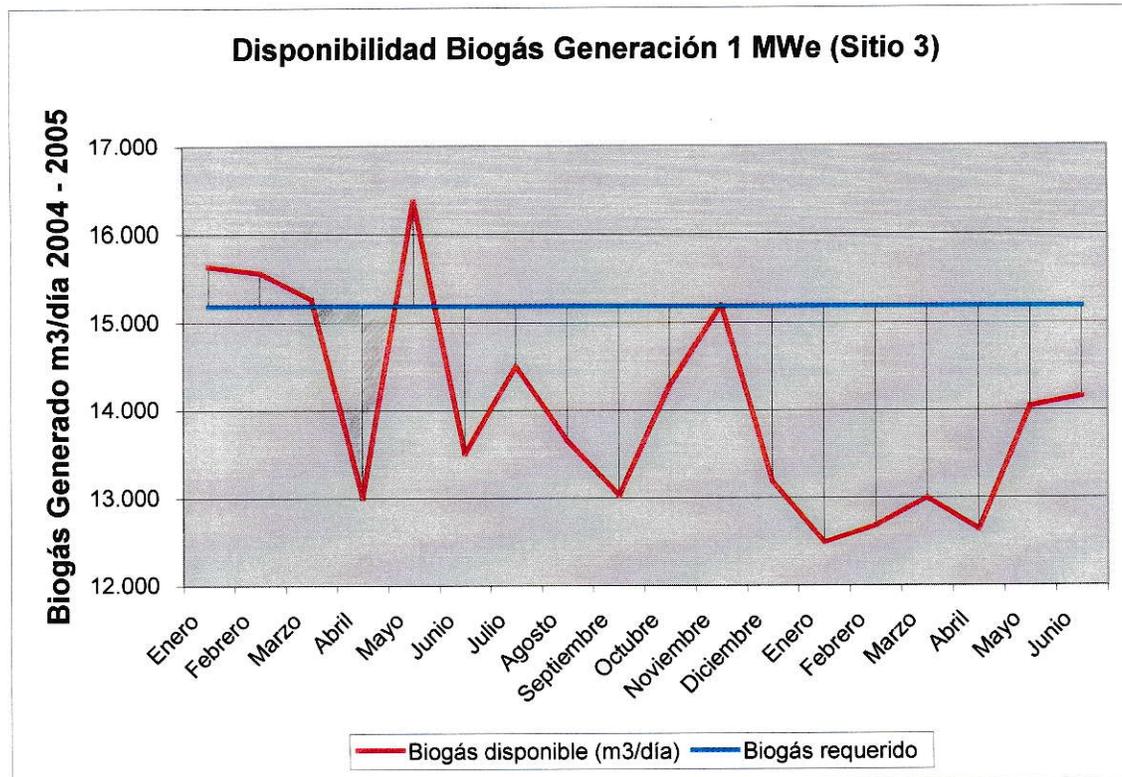


Figura 9. Disponibilidad biogás para cogeneración Sitio 3 2004 - 2005

Sitio 3 confirma su condición de digester con el régimen de operación más estable de los tres biodigestores calientes evaluados para fines de cogeneración, pese a encontrarse la mayor parte del tiempo bajo el límite requerido para la operación de 1 MWe.

A continuación se analizan las propuestas entregadas por cuatro firmas: Waukesha, ENER-G, Finning Power Systems y TBE. Tanto Waukesha, Finning y TBE poseen representantes en Chile; mientras ENER-G es una compañía Británica especializada en cogeneración. A continuación se detallan las propuestas de las tres firmas especificando la información técnica.

### 5.3.1. Dresser-Waukesha, USA

La empresa norteamericana Waukesha, fabrica la totalidad de sus equipos en el estado de Wisconsin, USA. El oferente presentó un análisis grueso de su propuesta de cogeneración para la situación particular de Agrícola Super Ltda., entregando cifras de referencia. Los costos señalados pudiesen ser afinados considerando estudios de ingeniería básica con mayores detalles del proyecto.

Waukesha presenta dos modelos de equipos que se ajustan a las características del proyecto. Se trata de equipamiento apto para funcionar en forma continua, deteniéndose sólo para fines de mantención o por razones de fuerza mayor (ausencia de combustible, etc).

Waukesha presenta las siguientes alternativas para cubrir las demandas eléctricas como térmicas:

- Enginator modelo VHP 5.794 LT de 893 kWe a 1.000 r.p.m. y 1.463 kW(th) recuperados de calor.
- Enginator modelo VGF 36 GLD de 475 kWe a 1.500 r.p.m. y 735 kW(th) recuperados de calor.

Las opciones de implementación a analizar corresponden a un VHP 5.794 LT o dos VGF 36 para los digestores calientes. Waukesha no presentó equipos adaptables a los digestores de menor volumen.

Los supuestos considerados por Waukesha son:

- Régimen de operación: régimen continuo – 8.760 horas/año
- Tipo: Gas de digestor
- Poder calorífico inferior saturado<sup>84</sup>: 25.18 MJ/m<sup>3</sup>
- Índice de detonación (WKI): 114.75

---

<sup>84</sup> Valor calculado por Waukesha en base a la composición del biogás del digestor Sitio 1 (71% CH<sub>4</sub>).

- Presión requerida en red de gas:  
Modelo VGF 36 GLD (475 kW<sub>e</sub>) = 25 a 50 PSI  
Modelo VHP 5794 LT (893 kW<sub>e</sub>) = 43 a 60 PSI

La propuesta ofertada por Waukesha incluye:

- Motor primario y generador
- Sistema de recuperación de calor de tres sitios (camisa de agua, circuito auxiliar y gases de escape).
- Tablero de transferencia 3080 para ingresar electricidad a la red.
- Switch - Gear

Un Switch-Gear o tablero, es el equipo que controla eléctricamente el o los generadores, entre otras cosas los arranca en forma automática, los ubica en paralelo con otros grupos o con la “red”. Además entrega información de generación y de funcionamiento del motor, y tiene otros sistemas de control y seguridad de amplio detalle<sup>85</sup>.

El sistema incluye tablero engomático modelo 3080 completo con arranque remoto, cargador de baterías, con capacidad para trabajo en paralelo en forma manual y automática, sistemas de control, breakers y alarmas de detención por presión de aceite, alta temperatura de agua y otros equipos y accesorios de protección al motor y generador.

Para ambas alternativas se señala un año de garantía para el equipo completo a partir de la puesta en servicio o 24 meses la entrega en fábrica, lo que expire primero.

Para componentes mayores manufacturados en acero forjado, se cuenta con una garantía de cinco años.

---

<sup>85</sup> Información entregada vía mail por Francisco Correa P., jefe de división Waukesha Engines.

Se ofrece capacitación en el centro de entrenamiento de fábrica. Se considera la puesta en servicio por un ingeniero de fábrica y la capacitación en terreno de operación y mantenimiento.

#### 5.3.2. ENER-G, Inglaterra

ENER-G fue establecida en 1984 desarrollando y aplicando el primer sistema de cogeneración completamente automatizado y controlado computacionalmente. El negocio de ENER-G consiste en entregar tecnologías sustentables y energéticamente eficientes a lo largo del mundo.

ENER-G propone una unidad de cogeneración Caterpillar G 3516 de combustión interna, operando ésta de forma continua a 1.500 rpm produciendo hasta 1.094 kWe y 1.300 kW(th) de calor recuperado. El equipamiento se compone de:

- Motor primario
- Generador sincrónico
- Sistema de recuperación de calor
- Sistema de protección computarizado
- Sistema de aislamiento acústico (container)

El equipo estaría capacitado para operar en base a biogás proveniente de digestores anaeróbicos, con la energía producida alimentando la red local y el calor generado alimentando al digestor.

ENER-G adicionalmente ofrece su sistema D.I.R.M.S. (Distributed Intellect Remote Monitoring System) correspondiente a un sistema remoto de monitoreo. El equipo de cogeneración esta equipado con un microprocesador y una unidad de monitoreo. La unidad realiza las siguientes funciones:

- Controla y protege el equipo de cogeneración
- Monitoreo de la condición del equipo
- Envía datos operacionales en línea con el computador de mantenimiento remoto ubicado en las oficinas centrales de ENER-G.

Los parámetros de operación son:

**Tabla 28. Parámetros de operación motor Caterpillar G 3516**

Variable	Valor
Potencia de Salida	1.094 kWe
Calor Recuperado	1.300 kW
Velocidad del motor	1.500 rpm
Voltaje	380 V
Frecuencia	50 Hz
Temperatura Ambiente Máxima	35 °C
Peso	35.000 kg

### 5.3.3. Finning Power Systems, Chile

La firma Finning Power Systems representante oficial de Caterpillar en Chile presentó una propuesta completa que no sólo incluye el equipo de cogeneración y el sistema de control, sino contabiliza todo lo necesario para operar de acuerdo a los criterios de Finning Power Systems Inglaterra. La propuesta fue elaborada en Inglaterra y Finning Chile no fue capaz de desglosar los costos para comparar punto a punto con las otras alternativas propuestas.

La oferta se compone de:

- Dos equipos completos de cogeneración Modelo G3512 TA (725 kWe cada uno), obteniéndose una potencia instalada final de 1,450 kWe operando a 1.500 rpm. 12 cilindros en V, ignición por chispa.
- Dos sistemas de control eléctrico LIMA.
- Dos contenedores de aislamiento acústico (65 dB(A) a 10 metros de distancia) y ventiladores incorporados.
- Dos sistemas de recuperación de calor configurados para recolectar 1.091 kW(th).

- Un transformador para elevar voltaje e ingresar electricidad a la red.
- Piping con aislamiento en lana mineral, bombas, drenajes, válvulas y controles del sistema para que este sea completamente operativo.
- Sistema de entrada de biogás con separador ciclónico de agua y filtro de partículas. Piping asociado ejecutado completamente en acero inoxidable.
- Dos sistemas de inyección de combustible “TecJet” y sistemas de control de mezcla aire-combustible. Analizadores de gas de concentración de metano y ácido sulfhídrico en el gas.
- Dos sistemas de escape de gases a la atmósfera con terminación a 3 metros del techo del contenedor, incluye silenciador.
- Dos Sistemas de detección de fugas y detonador de alarmas.
- Conexiones y sistema de cables eléctricos.
- Medidores electromagnéticos de calor para la carga del proceso.
- Supervisión de la instalación de la planta, pruebas y puesta en marcha de la planta.
- Entrega de manuales y planos correspondientes.

Caterpillar ofrece una garantía de un año desde el día de operación, o 18 meses una vez completada la instalación, cualquiera sea la opción más corta.

El consumo de combustible de los motores presentados corresponde a  $348 \text{ Nm}^3/\text{hr}$  en el biogás.

Caterpillar entregó un valor único por su paquete de equipamiento. Se le solicitó realice un desglose de los costos involucrados para así comparar ítem a ítem en las diversas opciones. Caterpillar expresó que no era posible tal desglose y que ellos entregaban una tarifa única por el paquete.

#### 5.3.4. TBE, Chile

TBE junto a su socio austriaco presentan motores alemanes Deutz como alternativa a implementar. Su propuesta se basa en:

- Motor primario y generador (propuestos para cada sitio).
- Sistema de recuperación de calor.
- Tablero de sincronismo para ingresar electricidad a la red.

**Tabla 29, Equipamiento cogeneración propuesto por TBE<sup>86</sup>**

Sitio	Potencia Eléctrica KWe (38%)	Potencia Eléctrica KWt (42%)
Sitio 1	1,600	1,770
Sitio 2	1,070	1,180
Sitio 3	1,250	1,380

En términos generales se ha considerado que un 38% de la energía puede ser transformada en electricidad y un 42% aprovechada como calor, lo cual se logra si es que se incorporan recuperadores de calor tanto en los motores como en los gases de escape.

Se han considerado motores marca Deutz, alemanes, los cuales pueden ser alimentados directamente con biogás sin limpiar.

Los equipos vienen montados sobre su estructura, con sistema electrónico de control. Adicionalmente se ha considerado un equipo sincronizador el cual sería necesario para inyectar la energía a la red.

En caso de ser del interés de Agrícola Super, a parte de los motores presupuestados, TBE esta en condiciones de ofrecer equipos reacondicionados europeos, garantizados, pero probablemente algunos de distintas marcas entre sí. El valor de estos equipos es entre un 40% y 50% inferior a los equipos nuevos cotizados en el presente proyecto.

---

<sup>86</sup> Fuente: TBE, Chile.

#### **5.4. Análisis de Inversión en Equipamiento y Costos**

En vista de las opciones reales de utilización del biogás (calefacción mediante calderas y cogeneración), se procede a exponer la inversión, costos de operación y mantenimiento asociados a las alternativas evaluadas. Se exponen costos asociados a la limpieza del biogás (remoción de H<sub>2</sub>S y depuración) y a los equipos de utilización, tanto de calefacción como de cogeneración.

##### **5.4.1. Remoción de H<sub>2</sub>S**

La remoción de H<sub>2</sub>S cobra gran importancia al pensar en la utilización del biogás en vista de las propiedades ácidas del compuesto, las que son altamente corrosivas en materiales y fuertemente nocivas para la salud de los organismos vivos.

La depuración del biogás mediante el sistema Pressure Swing Adsorption (PSA) exige una remoción parcial de H<sub>2</sub>S (concentración máxima de ingreso de 300 ppm) previo al ingreso al sistema. Por lo que en vista que la concentración de H<sub>2</sub>S en Sitio 1 supera dicho umbral (en torno a las 4.000 ppm), se requeriría la implementación de un sistema de remoción de H<sub>2</sub>S previo.

La depuración mediante la tecnología Greenlane es capaz de lidiar con altas concentraciones de H<sub>2</sub>S, por lo que no requiere de un sistema previo de remoción de H<sub>2</sub>S en ninguno de los sectores.

La calefacción de pabellones mediante combustión directa a nivel industrial en base a biogás es un tema que no se encuentra del todo consolidado en el mercado como tecnología y existe incertidumbre asociada a su aplicación. Alke mencionó pruebas piloto en Filipinas con lámparas con plato de cerámica. En consecuencia, si se pretende quemar el biogás en pabellones con animales en confinamiento, es

altamente recomendable que se remueva el H<sub>2</sub>S previo a su combustión. Sin el H<sub>2</sub>S la incertidumbre se reduce de forma considerable abriendo las puertas al desarrollo de la tecnología. En vista de lo anterior se descarta la combustión directa de biogás al interior de pabellones en lámpara calefactores y calentadores de aire, siendo las calderas la alternativa real de calefacción en base a biogás.

La cogeneración y la remoción de H<sub>2</sub>S deben ser evaluadas caso a caso junto a los proveedores de equipos. Hay firmas como Caterpillar (Finning Power Systems), TBE y Energy que afirman poder operar sin necesidad de un sistema de remoción de H<sub>2</sub>S y mantener un tiempo razonable de vida del motor. Por otra parte, firmas como Waukesha, adoptan posturas más conservadoras, tolerando rangos de H<sub>2</sub>S de hasta 1.000 ppm, por lo que sería necesario un sistema de remoción de H<sub>2</sub>S previo al ingreso del gas al motor. Una vez removido el H<sub>2</sub>S Waukesha asegura el 100% de su programa de manutención, y cualquier problema o falla que no se contemple dentro del programa no corre por cuenta del cliente. Siendo esta una garantía exclusiva de la firma.

Se destaca que Perennial Energy, firma con ligada al manejo de biogás con la cual Agrícola Super ha materializado diversos proyectos afirma tener experiencia de operación en base a motores Caterpillar y Waukesha.

Quien asegure que su equipo opera sin problemas en presencia de H<sub>2</sub>S en altas cantidades se le debiese exigir un plan de manutención y revisar exhaustivamente las garantías ofrecidas.

A continuación se detallan la inversión y costos de los sistemas de remoción de H<sub>2</sub>S evaluados.

### **Bigadan**

Bigadan ofrece dos modelos, uno aplicable a cualquiera de los tres digestores calientes; el segundo corresponde a un modelo diseñado para caudales similares a los observados en los digestores fríos, siendo éste un sistema más pequeño. La inversión y detalle se mencionan en la Tabla 30.

**Tabla 30. Inversión y costos asociados a sistema de remoción de H<sub>2</sub>S, Bigadan<sup>87</sup>**

Compañía	Sitio donde se Evaluó la Tecnología	Tipo de Sistema	Capacidad m <sup>3</sup> /h	Inversión (US\$)	Mantenimiento (US\$/año)
BIGADAN	B. Calientes	Sistema Biológico	800	234.070	6.502
BIGADAN	B. Fríos	Sistema Biológico	200	156.047	3.901

### **NATCOGROUP**

Natco expresa que sus equipos sólo estarían en condiciones de ser operados en los digestores calientes (Sitio 3, Sitio 2 y Sitio 1); por su parte, los caudales observados en los biodigestores fríos son muy bajos y se debiesen buscar otras alternativas. Por esta razón Natco presentó sistemas de remoción únicamente para los digestores calientes, los que si son aptos para operar la tecnología propuesta.

**Tabla 31. Inversión y costos asociados a sistemas de remoción de H<sub>2</sub>S, NATCOGROUP<sup>88</sup>**

Compañía	Sitio donde se Evaluó la Tecnología	Tipo de Sistema	Inversión (US\$)	Mantenimiento (US\$/año)
NATCOGROUP	Sitio 1	Sistema Biológico	350.000	12.500
NATCOGROUP	Sitio 2	Sistema Biológico	300.000	7.000
NATCOGROUP	Sitio 3	Sistema Biológico	300.000	7.000

### **Flargent**

Flargent sólo entrega los costos de mantenimiento anuales por efecto del consumo de Sulfatreat®. La inversión se centra en los reactores donde se encuentra contenido y a su vez reacciona el Sulfatreat®. Flargent plantea vender la ingeniería de los reactores para su construcción en Chile, a modo de ejemplo se desarrollo un esquema para un

sistema apto para Sitio 5. La inversión de los reactores debe ser estimada en detalle en caso de implementarse remoción de H<sub>2</sub>S.

**Tabla 32. Inversión y costos asociados a sistemas de remoción de H<sub>2</sub>S, Flargent<sup>89</sup>**

Compañía	Sitio donde se Evaluó la Tecnología	Tipo de Sistema	Inversión (US\$)	Mantenimiento (US\$/año)
Flargent	Sitio 1	Sulfatreat®	-	276,518
Flargent	Sitio 2	Sulfatreat®	-	222,875
Flargent	Sitio 3	Sulfatreat®	-	264,949
Flargent	Sitio 4	Sulfatreat®	-	43,305
Flargent	Sitio 5	Sulfatreat®	-	16,550
Flargent	Sitio 6	Sulfatreat®	-	10,371
Flargent	Sitio 7	Sulfatreat®	-	35,405
Flargent	Sitio 8	Sulfatreat®	-	25,850

Cabe señalar que en el caso de Flargent, el tratamiento pasa a ser dependiente del suministro de Sulfatreat®. El gasto de Sulfatreat® es proporcional a las cantidades de H<sub>2</sub>S a remover.

### **TBE Chile**

Tbe Chile proporciona sistemas de remoción de H<sub>2</sub>S para todos los sitios evaluados.

Existe una diferencia significativa en términos de inversión entre la importación de equipos fabricados en Austria y comprar la ingeniería y manufacturar en Chile.

**Tabla 33: Propuesta TBE remoción de H<sub>2</sub>S**

Localidad	Ingeniería (US\$)	Estructura (US\$)	Componente del equipo (US\$)	Control dosificado (US\$)	Catalizador (costos operacionales) (US\$)	Montaje (US\$)	Puesta en marcha (US\$)	TOTAL (US\$)	Precio de referencia fabricado en Europa (US\$)
Sitio 1	-	93,628	19,506	10,273	31,313	3,901	-	214,694	328,998
Sitio 2	-	93,628	19,506	10,273	31,313	3,901	-	205,829	253,576
Sitio 3	43,186	93,628	19,506	10,273	31,313	3,901	15,605	267,394	273,081
Sitio 4	-	66,320	19,506	10,273	17,893	2,601	-	130,610	201,560
Sitio 5	18,205	23,407	15,605	10,273	7,828	2,601	9,103	95,324	201,560
Sitio 6	-	23,407	15,605	10,273	7,828	2,601	-	67,101	162,548
Sitio 7	-	23,407	15,605	10,273	7,828	2,601	-	67,524	188,556
Sitio 8	20,364	66,320	19,506	10,273	17,893	2,601	11,703	161,906	162,548
TOTAL	-						-	1,210,382	1,772,429

<sup>87</sup> Información entregada por Karsten Buchhave, perteneciente a Bigadan, Dinamarca.

<sup>88</sup> Información entregada por David Mirdadian, Perteneciente a NATCOGROUP USA.

<sup>89</sup> Información entregada por Diego Freire, perteneciente de Flargent.

TBE ofrece la venta de ingeniería de tres sistemas de remoción de H<sub>2</sub>S. Uno apto para los digestores calientes (Sitio 1, Sitio 2, Sitio 3), otro para Sitios 4 y 8; y finalmente uno aplicable a Sitio 5, Sitio 6 y Sitio 7. Basta con invertir en la ingeniería para uno de los sistemas y se está en condiciones de fabricar el equipo para todos los digestores donde ese sistema es aplicable. Es decir, si se invierte en ingeniería por Sitio 7, bajo ese mismo costo se pueden construir sistemas para Sitio 5 y Sitio 6; igual situación con la puesta en marcha.

Como se aprecia existe una diferencia significativa en la inversión estimada para la fabricación en Chile (1.210.382 US\$) en relación a la inversión al comprar los equipos en Europa (1.772.429 US\$).

#### **Análisis alternativas remoción de H<sub>2</sub>S**

A modo de realizar una comparación entre todos los oferentes se comparan las ofertas sobre Sitio 1. Se desprende que TBE Chile posee la menor inversión (214,694 US\$), seguida de Bigadan (241.257 US\$), luego Natco (350.000 US\$); para Flargent se desconoce la inversión requerida.

Por otra parte los costos de operación y mantención por efecto de insumos de los sistemas indican a Bigadan (6.702 US\$/año), seguida de Natco (12.500 US\$/año), luego TBE Chile (31,313 US\$/año) y finalmente Flargent, con costos operacionales que descartan de plano el Sulfatreat como una opción a implementar (276,518 US\$/año).

De este modo, la alternativa Sulfatreat® no será considerada por lo que no se estimará la inversión total asociada a Flargent.

En las evaluaciones económicas cuando se requiera de sistemas de remoción de H<sub>2</sub>S se empleará a modo referencial las tarifas obtenidas de la firma Bigadan. La razón de

esta elección radica en que Bigadan se perfila como la mejor alternativa en términos técnico-económicos, dado que su VAN (Valor Actual Neto) es superior a las otras alternativas evaluadas.

#### 5.4.2. Utilización del biogás en equipos de calefacción

Desde un punto de vista conceptual se considera que la utilización del biogás sea lo más cerca posible del lugar de generación debido a que las aducciones no son operacional ni económicamente deseadas. De este modo, es posible realizar las siguientes recomendaciones:

- Para los sistemas de calefacción basados en calderas, el transporte de biogás a través de los ductos mediante blowers o sopladores se torna indispensable; de lo contrario no es posible operar los equipos y cubrir las distancias de transporte requeridas en forma costo-efectiva.
- El componente útil del biogás, metano, se encuentra diluido significativamente con CO<sub>2</sub> y otros gases, por lo que se requiere de tuberías más amplias que las empleadas en gas natural para entregar el mismo contenido energético a la misma presión.

Los productos diseñados para operar en base a la combustión de gas usualmente se diseñan para ser utilizados en base a gas natural o gas licuado de petróleo. La conversión a biogás debiera realizarse por el fabricante de los equipos o en estrecha consulta con éstos. En muchos casos la conversión es tan simple como incrementar el diámetro del orificio del inyector de gas en 1.3 veces el tamaño empleado para gas

natural.<sup>90</sup> Algunos fabricantes pueden no permitir la conversión de sus productos a biogás y ciertos productos pueden no ser empleados con biogás a menos que se remueva el dióxido de carbono.<sup>91</sup>

Emplear el biogás como combustible alternativo para fines de calefacción en pabellones reduce los costos anuales de GLP sustentados por Agrícola Super Ltda. actualmente. La tecnología no se encuentra completamente desarrollada y consolidada en el mercado, lo que se traduce en riesgos e incertidumbre asociados a su utilización, generando la necesidad de desarrollar un proyecto piloto previo a implementación masiva.

#### **Calefacción radiante**

En primer lugar, el poder calorífico del biogás es considerablemente menor que el del GLP, pero por otro lado éste posee un costo cero de producción para Agrícola Super. Pueden desarrollarse métodos para intentar compensar el menor poder calorífico mediante un mayor flujo de biogás en las cámaras de combustión de los equipos (ajuste de inyectores) y ajustar la altura para las campanas calefactoras.

La firma Alke proveedora de las lámparas radiantes (modelo Global 5) afirma tener experiencia en utilización de biogás en sus equipos, pero no particularmente en los modelos que dispone Agrícola Super Ltda. (Global 5), sino en lámparas que incluyen plato de cerámica en vez de acero inoxidable.<sup>92</sup>

La empresa Alke afirma que ellos no garantizan sus productos en base a biogás para los modelos que dispone Agrícola Super Ltda. Se señala como posible la utilización

---

<sup>90</sup> Koelsch, R.K. et al. Anaerobic Digesters for Dairy Farms. Cornell University Resource Center, Ithaca, NY. 1989.

<sup>91</sup> Biogas Applications for Large Dairy Operations: Alternatives to Conventional Engine-Generators. Cornell Cooperative Extension Association of Wyoming County, 2001.

del biogás en estos equipos asumiendo una presión de entrada a las lámparas de 300 mbar y realizando algunas modificaciones al equipo tales como ajuste de los inyectores. También resaltó que el calor radiante de las lámparas disminuye operando en base al biogás.<sup>93</sup> Se presume que la disminución en el calor radiante por operación en base al biogás puede compensarse con una disminución de la altura de las lámparas.

En vista de lo anterior, y apuntando a una búsqueda por soluciones reales y efectivas se descarta la calefacción radiante mediante biogás por los nocivos efectos que pudiese acarrear la combustión del biogás al interior de pabellones tanto para los cerdos como para los materiales estructurales.

#### **Calentadores de aire**

Los fabricantes de los calentadores de aire (Hired-Hand y Pura Fire) afirman que sus productos no han sido testeados con biogás, por lo que ellos no son capaces de garantizar un funcionamiento óptimo si no es en base GLP o gas natural.<sup>94</sup> Por lo que operar los equipos con biogás es posible pero va acompañada de un grado de incerteza, pudiendo existir corrosión parcial de éstos en el largo plazo, afectando la vida útil de los equipos. La operación de los equipos con el biogás depurado a nivel de gas natural no debiese presentar ningún tipo de inconvenientes.

Sólo la empresa Thermobile entregó tarifas referenciales de sus equipos (calentadores de aire) con los que se podría experimentar su operación en base a biogás. Diversas empresas tales como Alke, Ambi-Rad y Thermobile mostraron

---

<sup>92</sup> Información telefónica entregada por Adri Van Alphen, ALKE.

<sup>93</sup> Contacto vía e-mail con el fabricante

<sup>94</sup> Contacto telefónico con los fabricantes

interés, y estarían dispuestos a realizar pruebas bajo condiciones que debieran establecerse previamente.

La empresa Thermobile se ha manifestado como interesada en participar en el proyecto, y entrega tarifas referenciales de sus calentadores de aire previamente descritos. Thermobile manifiesta estar dispuesto a realizar pruebas de ensayo en sus equipos y ofrecen asesoría técnica en la materia.

**Tabla 34. Valores referenciales de calentadores de aire, Thermobile<sup>95</sup>**

<b>Modelo</b>	<b>Valor US \$</b>
GA 42	1,027
GA 60	1,515
GA 85	1,625
GA 110	2,331
AGA 45	1,733
AGA 75	2,033
AGA 100	2,331

La elección del modelo a testear, en caso de existir interés, deberá ser analizado y revisado en detalle en una etapa posterior.

Al igual que para la calefacción radiante, se descarta toda alternativa que involucre combustión de biogás al interior de pabellones. Por lo que operar calentadores de aire en base a biogás también es descartado como una alternativa técnicamente factible a implementar.

### **Calderas**

Las calderas corresponden a los equipos más aptos para quemar el biogás con un menor grado de depuración. Por ende, al requerirse un menor grado de pureza del biogás existen menores costos asociados a esta alternativa la que además es la más factible de llevar a cabo en términos técnicos.

---

<sup>95</sup> Información entregada por Roy Merkenhof, representante Thermobile.

sobreestiman levemente los consumos actuales dado que se han detectado pérdidas calóricas que ocasionan que los sistemas actuales operen bajo márgenes estrechos.

Se evalúa la implementación de dos equipos modelo CBN 0986 aptos a los requerimientos calóricos actuales existentes en el Grupo 8 del sector Sitio 7. Se evalúa la implementación de cuatro calderas modelo CBN 0986 apta a los requerimientos calóricos actuales de los Grupos compuestos por 9.000 madres: G10 (Sitio 4), G23 (Sitio 4), G24 (Sitio 4), G21 (Sitio 5), y G25 (Sitio 7). Para el G8 se postula la implementación de dos calderas CBN 0986. Nótese que bajo esta modalidad se obtendría una capacidad instalada de 800.000 kcal/h en cada grupo de 9.000 hembras, y de 400.000 kcal/h para el de 4.500 madres, por lo que éstas debieran eventualmente operar a la mitad de su capacidad para satisfacer los requerimientos existentes, no existiendo ningún problema bajo esta modalidad de operación. Lochinvar no proporciona calderas de menor capacidad que las propuestas<sup>81</sup>. Esta situación brinda un cómodo margen de potencia que pudiese servir para cubrir futuras ampliaciones del sistema.

Las calderas Lochinvar señaladas están diseñadas para operar únicamente en base a biogás. La dualidad de combustible biogás-GLP es técnicamente factible y debiese incrementar el precio de las calderas en torno a un 30%. Se menciona como ventaja adicional el que las calderas poseen intercambiadores de calor aleteados manufacturados en cobre, presentando tasas de cambio de calor muy por sobre los

---

<sup>81</sup> Información entregada por Juan Pablo Bancalari; Gerente de Proyectos de Thermal Engineering, Chile.

Quemar el biogás en calderas de agua caliente (Agrícola Super no requiere de vapor, al menos en la zona de proyecto) trae consigo el beneficio que mediante la generación de agua caliente ésta se emplearía en circuitos de agua cerrado con intercambiadores de calor. Esto permitiría a los cerdos en grupos reproductores (actualmente cuentan con este sistema operando en base a GLP) aprovechar el calor generado.

En la actualidad, no es posible modificar los actuales digestores fríos y transformarlos en calientes. Lo anterior se sustenta en vista que ningún digestor frío posee la carga de sólidos volátiles para generar el biogás mínimo para operar una caldera de las magnitudes requeridas y mantener el digestor a 35 °C.<sup>96</sup>

Los fabricantes de las calderas para calentar agua Sime (modelo R5) instaladas en grupos reproductores, afirman que sus productos no han sido testeados para biogás, por lo que ellos no son capaces de garantizar un funcionamiento óptimo de sus equipos sino es en base GLP o gas natural.<sup>97</sup> En vista de lo anterior, existe un grado de incertidumbre en la utilización del biogás en las actuales calderas, pudiendo verse afectadas en la frecuencia de su mantenimiento o en el largo plazo por algún grado de corrosión.

En vista que los fabricantes de las calderas instaladas actualmente no avalan la conversión de éstas, se han cotizado calderas diseñadas para operar en base a biogás. A continuación se exponen las características e inversión asociada a los modelos propuestos por Thermal Engineering, Cleaver-Brooks y Parker Boiler CO:

---

<sup>96</sup> Poch Ambiental S.A.

<sup>97</sup> Contacto telefónico con los fabricantes

Thermal Engineering:

**Tabla 35. Características e inversión asociada a calderas propuestas por Thermal Engineering**

Sitio	Grupo	N° de calderas instaladas y capacidad asociada (kcal/h) <sup>98</sup>	Capacidad total calderas existente <sup>99</sup> (kcal/h)	Caldera propuesta marca Lochinvar <sup>100</sup>	Inversión Calderas Lochinvar US\$ <sup>101</sup>
Sitio 4	G23	3 unidades de 100.000	300,000	4 calderas de 201,055 Kcal/h	25.392
Sitio 4	G24	3 unidades de 100.000	300,000	4 calderas de 201,055 Kcal/h	25.392
Sitio 4	G10	4 unidades de 95.000	380,000	4 calderas de 201,055 Kcal/h	25.392
Sitio 5	G21	4 unidades de 70.000	280,000	4 calderas de 201,055 Kcal/h	25.392
Sitio 7	G25	4 unidades de 100.000	400,000	4 calderas de 201,055 Kcal/h	25.392
Sitio 7	G8	3 unidades de 50.000	150,000	2 caldera de 201,055 Kcal/h	12.696

El plazo de entrega de las calderas corresponde a 8 semanas desde que es registrada la orden de compra.

La modalidad de pago propuesta corresponde a la mitad junto a la orden de compra, y el saldo con la entrega de los equipos.

Cleaver- Brooks:

A continuación se exponen las tarifas expresadas por la firma Norteamericana Cleaver-Brooks, canalizadas a través de su representante en Chile ISA Equipos Térmicos LTDA.

---

<sup>98</sup> Información entregada por Aldo Abarzua; Poch Ingeniería.

<sup>99</sup> Información entregada por Aldo Abarzua; Poch Ingeniería.

<sup>100</sup> Información entregada por Juan Pablo Bancalari; Gerente de Proyectos de Thermal Engineering, Chile.

<sup>101</sup> Información entregada por Juan Pablo Bancalari; Gerente de Proyectos de Thermal Engineering, Chile.

**Tabla 36. Características e inversión asociada a calderas Cleaver-Brooks**

Sitio	Grupo	Capacidad total calderas Existentes <sup>102</sup> (kcal/h)	Caldera Propuesta Marca Cleaver-Brooks <sup>103</sup> (Kcal/h)	US\$ <sup>104</sup>
Sitio 4	G23	3 unidades de 100.000	4 calderas de 154.000 Kcal/h	115.680
Sitio 4	G24	3 unidades de 100.000	4 calderas de 154.000 Kcal/h	115.680
Sitio 4	G10	4 unidades de 95.000	4 calderas de 154.000 Kcal/h	115.680
Sitio 5	G21	4 unidades de 70.000	4 calderas de 154.000 Kcal/h	115.680
Sitio 7	G8	3 unidades de 50.000	2 calderas de 154.000 Kcal/h	57.840
Sitio 7	G25	4 unidades de 100.000	4 calderas de 154.000 Kcal/h	115.680

A las tarifas señaladas se debe sumar un Embalaje de exportación (container) tazado en US\$ 2.300. Además, debe considerarse el Flete interno hasta Puerto en USA, evaluado en US\$ 2,750. Adicionalmente, se debe incorporar el flete desde E.E.U.U hasta Chile.

Cleaver Brooks ha definido un plazo de entrega en fábrica entre 14 y 15 semanas después de la recepción de la orden de compra correspondiente.

Se considera como parte del suministro, la puesta en servicio de la unidad por personal de ISA Equipos Térmicos Ltda. Los gastos de traslado y estadía del personal destacado

Se considera en el precio dado, la capacitación para el personal directamente involucrado en la operación de la caldera. Nuestras labores de capacitación comienzan en conjunto con la puesta en servicio de cada unidad con el personal designado por el cliente. Tanto para las labores de puesta en servicio como de capacitación se consideran dos días por caldera.

---

<sup>102</sup> Información entregada por Aldo Abarzua; Poch Ingeniería.

<sup>103</sup> Información entregada por Manuel Maturana; Representante Cleaver-Brooks, Chile.

<sup>104</sup> Información entregada por Manuel Maturana; Representante Cleaver-Brooks, Chile.

ISA Equipos Térmicos Ltda., cuenta con un equipo técnico completo y propio para poder satisfacer las necesidades técnicas más variadas, que van desde la mantención y servicio de reparación en calderas y quemadores, instalación de salas térmicas completas y el desarrollo de estudios de ingeniería térmica.

Parker Boiler CO.

A continuación se exponen las tarifas señaladas por Parker Boiler CO.

**Tabla 37. Características e inversión asociada a calderas Parker Boiler CO.**

Sitio	Grupo	Caldera Existente <sup>105</sup> (kcal/h)	Caldera Propuesta Marca Parker Boiler CO <sup>106</sup> (Kcal/h)	US\$ <sup>107</sup>
Sitio 4	G23	3 unidades de 100.000	4 calderas de 126.027 Kcal/h	95.400
Sitio 4	G24	3 unidades de 100.000	4 calderas de 126.027 Kcal/h	95.400
Sitio 4	G10	4 unidades de 95.000	4 calderas de 126.027 Kcal/h	95.400
Sitio 5	G21	4 unidades de 70.000	4 calderas de 126.027 Kcal/h	95.400
Sitio 7	G8	3 unidades de 50.000	2 calderas de 126.027 Kcal/h	47.700
Sitio 7	G25	4 unidades de 100.000	4 calderas de 126.027 Kcal/h	95.400

La entrega sería siete semanas después de recibida la orden de compra.

Las calderas operan con Gas Natural como combustible de respaldo (1 – 5 psi), y con biogás como combustible permanente (8 pulgadas de columna de agua).

Se debe considerar adicionalmente el flete desde EE.UU. hasta Chile, éste se estima en la evaluación económica.

**5.4.3. Cogeneración**

A continuación se detallan la inversión y costos de las diversas alternativas presentadas en cogeneración. Cabe destacar que sólo TBE presentó sistemas específicos para cada sector. El resto de los proponentes presentaron combinaciones de equipos aptos para operar en los tres digestores calientes.

---

<sup>105</sup> Información entregada por Aldo Abarzua; Poch Ingeniería.

### **Cogeneración Waukesha**

La firma americana Waukesha presentó dos tipos de equipos para cogeneración:

Modelo VGF 36 GLD (475 kWe) y Modelo VHP 5794 LT (893 kWe) .

Sitio 1, Sitio 2 y Sitio 3 estarían en condiciones de operar ya sea un equipo VHP 5794 LT (893 kWe) o dos VGF 36 GLD (475 kWe), alcanzando así una potencia instalada de 950 kW. El criterio de esta elección se basa en términos de la producción de biogás del sitio y el requerimiento de gas de cada equipo (9,408 m<sup>3</sup>/día para VHP 5794 LT y 4,776 m<sup>3</sup>/día para VGF 36GLD). Bajo los consumos de biogás señalados para los motores existiría un excedente de biogás, principalmente en Sitio 1, el cual según se desempeñen los equipos y la producción de biogás se podría evaluar agregar otro sistema

La principal característica de Waukesha fuera de la vasta experiencia en sistemas de cogeneración a lo largo del mundo es que sus motores son específicamente diseñados para operar en base a gas, situación que no ocurre con otros fabricantes quienes modifican motores adecuándolos a gas. Entregando así mayor fiabilidad en la operación.

### **Implementación equipo VHP 5794 LT**

La inversión contempla un equipo de cogeneración VHP 5794 LT con sistema de recuperación de calor completo evaluado en US\$ 561.500.

Los costos extrapolados a un periodo de 10 años se relacionan directamente con la mantención del equipo a lo largo del tiempo y el gasto anual en insumos para el sistema de remoción de H<sub>2</sub>S. Estos se detallan a continuación:

---

<sup>106</sup> Información entregada por Michael J. Leeming; National Sales Manager, USA.

<sup>107</sup> Información entregada por Michael J. Leeming; National Sales Manager, USA.

**Tabla 38. Costos asociados a equipo VHP 5794 LT<sup>108</sup>**

Año	Costos de Operación y Mantenimiento VHP 5794 LT (US\$)
1	33.507
2	33.507
3	33.507
4	57.511
5	33.507
6	33.507
7	33.507
8	115.090
9	33.507
10	33.507
TOTAL	440.657

Implementación de dos equipos VGF 36 GL

La inversión contempla dos equipos VGF 36 GLD con sistema de recuperación de calor completo lo que contempla una inversión de US\$ 652.000.

Los costos se relacionan directamente con la mantención del equipo a lo largo del tiempo y el gasto anual en insumos para el sistema de remoción de H<sub>2</sub>S. Estos se detallan a continuación:

**Tabla 39. Costos asociados a equipo VGF 36 GT<sup>109</sup>**

Año	Costos de Mantenimiento 2X VGF 36 GL (US\$)
1	32.416
2	32.416
3	48.868
4	32.416
5	130.380
6	32.416
7	48.868
8	32.416
9	32.416
10	48.868
TOTAL	471.475

<sup>108</sup> Información entregada por Maestranza Diesel, representante oficial Waukesha, Chile.

<sup>109</sup> Información entregada por Maestranza Diesel, representante oficial Waukesha, Chile.

### **Cogeneración Finning Power Systems**

La oferta de Finning Power Systems, elaborada en Inglaterra, se compone de un paquete completo de cogeneración.

### **Implementación de 2 equipos G3512 TA**

La inversión contempla un paquete completo de cogeneración basado en dos equipos G3512 TA. En vista de lo anterior se deben invertir en primera instancia un total de US\$ 3.185.000. CIF- Iquique.

Los costos se estiman pensando en un periodo de 10 años. Estos corresponden a la implementación a los costos de un Modelo G3512 LE 725eKW. Téngase presente que la propuesta considera dos de estos equipos.

**Tabla 40. Costos de operación y mantención G3512<sup>110</sup>**

Item	Costo US\$
Aceite y rellenos	132.300.
Mantención preventiva	84.600.
Componentes	46.500
Overhauls	378.500
Total	641.700
Costo/Hr	8,02
Costo/Kwh.	0.011

La oferta de Finning Power Systems resulta ser por un amplio margen la más alta de todas las ofertas recibidas, al nivel que invalidan su implementación como se verá en la evaluación económica correspondiente.

### **Cogeneración ENER-G**

A diferencia de Waukesha y Finning, en ENER-G no son fabricantes de motores, sino una empresa británica compuesta de especialistas en cogeneración, los que implementan, operan y mantienen estos sistemas. ENER-G destaca por el alto grado

---

<sup>110</sup> Información entregada por Finning Power Systems, representante oficial Caterpillar, Chile.

de automatización que han incorporado a los sistemas, existiendo un monitoreo en línea permanente del sistema.

La principal fortaleza ofertada por ENER-G es el respaldo y apoyo continuo entregado al cliente. Se entregan reportes mensuales con información de operación del equipo. Además, sus equipos cuentan con lo último en tecnología de automatización. Sistemas computacionales le permiten al equipo detectar sus fallas y auto-corrigerse, en caso de una falla mayor se envía información a la central desde donde se despacha un ingeniero que se presenta con nociones de donde proviene la falla según lo indicado previamente por los sistemas.

#### Implementación equipo G 3516

Se presentan la información enviada por ENER-G referente a costos referenciales de sus equipos y servicios ofrecidos.

**Tabla 41. Valores señalados por Ener-G<sup>111</sup>**

Ítem	Observación
Container para set de cogeneración	Incluido
Sistema de recuperación de Calor	Incluido
Sistema de rechazo de calor (enfriamiento)	Incluido
Intercambiador de calor de gases de escape	Incluido
Silenciadores de escape	Incluido
Entrega a puerto británico (FOC)	Incluido
Comisión de trabajo (US \$)	962 / día + viaje y estadía
<b>Costo Total (US \$)</b>	<b>677.849 Excluye VAT</b>

Notas:

- Falta incluir piping
- Falta incluir interconexión mediante cables
- Los costos excluyen transporte de containers
- Se excluyen instalaciones mecánicas y eléctricas, obras civiles
- No incluye VAT (value added tax)
- Los costos son cotizados FOC en puertos británicos

- Este corresponde a una cotización referencial y esta sometido a contrato y especificaciones finales

Supuestos:

- Se asume un promedio de biogás de 510 m<sup>3</sup>/hr con 60% CH<sub>4</sub>
- Potencia eléctrica entregada en base al volumen de gas 1100 kWe
- Calor recuperado 1.300 kW (dependiendo del grado de recuperación de calor)

#### Costos de mantención

Los costos se relacionan directamente con la mantención del equipo a lo largo del tiempo. Estos se detallan a continuación:

1.73 US \$ / kWh (UK únicamente)

No se entregó un costo para Latinoamérica.

#### Cogeneración TBE

Se han considerado motores marca Deutz, alemanes, los cuales pueden ser alimentados directamente con biogás sin limpiar. TBE presentó equipos para los ocho biodigestores, sin embargo, la tecnología es rentable únicamente para los digestores calientes.

**Tabla 42. Costos de equipamiento sistema de cogeneración Deutz**

Biodigestor	P Elec. kW	P. Therm. kW	Deutz Engine US\$	Sincronismo (Inyectar electricidad a la red) US\$	Recuperador de calor agua/agua US\$	Recuperador de calor gas/agua US\$
Sitio 1	1,600	1,770	688,204	40,572	19,506	37,451
Sitio 2	1,070	1,180	458,205	28,088	14,980	25,748
Sitio 3	1,250	1,380	458,205	28,088	14,980	25,748
Sitio 4	450	500	193,511	13,732	7,100	10,611
Sitio 5	260	290	151,638	11,443	5,384	7,958
Sitio 6	200	220	151,638	11,443	4,759	7,912
Sitio 7	260	290	193,511	11,443	5,384	7,958
Sitio 8	360	400	151,638	11,443	5,696	7,912

<sup>111</sup> Información entregada por Ener-G, UK.

Los equipos vienen montados sobre su estructura, con sistema electrónico de control. Adicionalmente se ha considerado un equipo sincronizador el cual sería necesario para inyectar la energía a la red.

Si es del interés de Agrícola Súper Ltda, a parte de los motores presupuestados, TBE puede ofrecer equipos reacondicionados europeos, garantizados, pero probablemente algunos de distintas marcas entre sí. El valor de estos equipos es entre un 40% y 50% inferior a los equipos nuevos aquí cotizados.

**Resumen inversión y costos de alternativas de cogeneración**

Se procede a resumir las inversiones y costos de los sistemas de cogeneración propuestos, todos ellos son en base a motores recíprocos de combustión interna.

Éstos se exponen en el siguiente cuadro resumen:

**Tabla 43. Cuadro resumen equipos de cogeneración**

Compañía	Sitio donde se Evaluó la Tecnología	Modelo	Inversión (US\$)	Manutención (US\$/ 10 años)
Dresser-Waukesha	Sitio 1 Sitio 2 Sitio 3	(1x) VHP 5794 LT	561.500	440.657
Dresser-Waukesha	Sitio 1 Sitio 2 Sitio 3	(2x) VGF 36 GLD	652.000.	471.475
Finning Power Systems (Caterpillar)	Sitio 1 Sitio 2 Sitio 3	(2X) G3512	3.185.000	1.283.400
Ener-G	Sitio 1 Sitio 2 Sitio 3	(1x) G3516	677.849	1.448.790
TBE	Sitio 1	Deutz Engine	785.733	568.860
TBE	Sitio 2	Deutz Engine	527.021	568.860
TBE	Sitio 3	Deutz Engine	527.021	568.860

En cuanto a los costos de mantención los más bajos son registrados por la firma Waukesha y los más altos están dados por los británicos de Ener-G. El análisis sobre cual es la alternativa más conveniente a un periodo de 10 años se establece en las respectivas evaluaciones económicas.

#### 5.4.4. Alternativas a evaluar por sitio

La Tabla 44, a continuación, resume los sistemas a evaluar en cada zona.

**Tabla 44. Posibilidades evaluadas según locación**

Locación	Sistema(s) Evaluado	Observaciones
Sitio 1	Cogeneración  Depuración del biogás	Existe planta de lodos activados operando en las inmediaciones  Se evalúa Depuración del Biogás de modo de ejercicio
Sitio 2	Cogeneración	Existe planta de lodos activados operando en las inmediaciones  No se evalúa calefacción dado que Sitio 2 corresponde a "Engorda", tipo de crianza que no requiere calefacción
Sitio 3	Cogeneración	Se planea la construcción de una planta de lodos activados
Sitio 4	Calefacción	Se evaluó calefacción en base a calderas de agua caliente
Sitio 5	Calefacción	Se evaluó calefacción en base a calderas de agua caliente
Sitio 6	Calefacción	Queda fuera del análisis por poseer sistemas de calefacción de combustión de GLP al interior de pabellones y sistemas eléctricos de calefacción. Cogeneración no es atractiva para los volúmenes de biogás involucrados. Se mantiene situación actual de operación.
Sitio 7	Calefacción	Se evaluó calefacción en base a calderas de agua caliente
Sitio 8	-	Queda fuera del análisis por incertidumbre de su situación futura

En resumen se proyecta cogeneración para los digestores calientes (Sitio 1, Sitio 2 y Sitio 3); se planea evaluar calefacción mediante calderas para algunos grupos (N°8, N°10, N°21, N°23, N°24, N°25) asociados a los digestores fríos de Sitio 4, Sitio 5 y Sitio 7; los grupos restantes de estas zonas no se consideran puesto que no poseen sistemas de calefacción en base a calderas, misma situación existente en los grupos del sector de Sitio 6. Por su parte en Sitio 8, no se realiza evaluación puesto se debe definir su futuro funcionamiento.

### **5.5. Evaluación Económica**

En el presente capítulo se muestran las evaluaciones económicas preliminares de las alternativas técnico-económicas más aptas para cada sitio. Se detallan la inversión completa asociada, costos de equipos, obras civiles, sistemas de remoción de H<sub>2</sub>S (en caso de ser necesario), instalaciones eléctricas, montaje de equipos, los costos de operación y mantenimiento asociado a los equipos y se especifican los ahorros (GLP o electricidad) alcanzados con cada alternativa.

La remoción de H<sub>2</sub>S se considera una inversión asociada al sistema de remoción “Bio-scrubber” ofrecido por la firma Bigadan. Se optó por este sistema de manera tentativa, siendo este el más factible en términos técnico-económicos de todos los sistemas propuestos. Se empleó la tarifa de fabricación europea (notar que Bigadan ofrece vender la ingeniería y fabricar los equipos en Chile debiéndose alcanzar ahorros significativos). También se incluyen las tarifas anuales de mantención del equipo. Este sistema se consideró para cualquier alternativa que requiera de un sistema de remoción de H<sub>2</sub>S.

Como indicadores económicos del flujo de caja estipulado para un período de 10 años se emplean la TIR (tasa interna de retorno) y el VAN (valor actual neto) ligado a cada alternativa.

Se realizan las respectivas evaluaciones desde dos perspectivas: Calefacción o Cogeneración.

#### Consideraciones calefacción

La calefacción se presenta mediante una combustión directa al quemar el biogás en las calderas. Se procede a evaluar las alternativas pertinentes por sitio.

En la evaluación económica, el ahorro viene dado por el reemplazo del GLP empleado actualmente por biogás en calderas existentes. Se contempla la construcción de un gasoducto al interior de los predios de Agrícola Super. Mediante éste se transportaría el biogás desde los biodigestores hasta los grupos respectivos para su utilización como combustible en equipos de calefacción. El material presupuestado para el gasoducto es tubería PECC PN 10 DN:110<sup>112</sup>. El gas sería transportado hasta una presión de 500 mbar proporcionada por el empleo de blowers y trasladado hasta los grupos donde éste llegaría con una presión de al menos 30-50 mbar (presión suficiente para operar quemadores de calderas<sup>113</sup>), la presión de llegada a los grupos eventualmente pudiese ser mucho mayor dependiendo de las distancias y la altura de los grupos respecto del biodigestor. Se debe tener presente que la distancia y la topografía son factores cruciales en la evaluación.

Se cotizó la construcción de un gaseoducto apto para el transporte del biogás desde los biodigestores hasta su punto de uso, los diversos grupos reproductores. También se consideraron sopladores para permitir el transporte del biogás a través de los ductos; calderas aptas para la combustión del biogás y la generación de agua caliente para distribuir en circuitos cerrados instalados en los pabellones de cerdos.

Las calderas propuestas se localizarían en los actuales emplazamientos de las calderas actuales quedando éstas últimas como equipos de respaldo, siendo esta la alternativa de preferencia en vista que no se requiere de obras civiles adicionales.

Bajo la eventualidad que se considere implementar una sola caldera que sume la capacidad de las calderas existentes en la actualidad se requeriría la construcción de

---

<sup>112</sup> Jaime Segovia; Representante de Ingeniería y Mantenimiento Industrial (IMI Ltda.).

<sup>113</sup> Poch Ingeniería

sala de maquinas en los grupos que sea necesario, es decir para los grupos 10, 25 y 21<sup>114</sup>. Estos grupos de reciente construcción requerirían eventualmente de una sala de maquina ad hoc para albergar calderas, puesto que actualmente estas se disponen en estrechos pasillos donde no sería factible instalar las calderas propuestas.

Este modelo de evaluación económica para sistemas de calefacción es válido para todas las evaluaciones realizadas a los grupos donde se evalúa calefacción. Se cotizaron calderas con tres representantes: Thermal Engineering, Parker Boiler CO. y Cleaver-Brooks.

La evaluación contempla obras civiles en caso de requerirse (sala de caldera); gasoducto desde el digestor correspondiente hasta el respectivo grupo reproductor; equipos requeridos y el montaje asociado; gastos de operación y ahorro asociado por reducción en consumo de GLP.

#### Consideraciones cogeneración

La cogeneración considera la inversión en equipamiento presentada por cada proponente en el capítulo 5. Además, la inversión considera una serie de ítems (obras civiles, montaje de equipos, instalaciones eléctricas, costos de operación y mantenimiento, etc.) los que fueron evaluados por Poch Ingeniería y son requeridos para una apropiada instalación y posterior operación de los equipos.

Cabe destacar que para fines de cogeneración las obras civiles contemplan únicamente el retiro de las calderas existentes que operan actualmente en Sitio 1, Sitio 2 y Las Estrella; para instalar en las actuales salas de máquina los sistemas de cogeneración proyectados, evitándose así la innecesaria construcción de una sala de

---

<sup>114</sup> Poch Ingeniería.

máquinas nueva. Mantener a los tres digestores operando en un régimen de temperatura en torno a 36°C se realizaría mediante la recuperación de calor desde el sistema de cogeneración, permitiendo re-ubicar las actuales calderas.

Los costos operacionales de cogeneración apuntan a la mantención y la operación de los equipos especificados por cada proponente a lo largo de un periodo de 10 años. Como caso particular, se mencionan los respectivos costos de mantención de los equipos de remoción de H<sub>2</sub>S sólo para el caso de la firma Waukesha.

La evaluación hace referencia al ahorro alcanzado en consumo eléctrico alcanzado gracias a la tecnología a implementar. Fuera de Waukesha, los otros proponentes presentaron motores de capacidades superiores a 1 MWe; de modo tal de realizar un análisis conservador se consideró que el máximo ahorro alcanzable estaría ligado a la generación de 1 MWe como límite superior, hecho que en la práctica pudiese ser un poco mayor (especialmente en el caso de Sitio 1).

Se presentan alternativas que contemplan un motor generador diesel de respaldo para operar en caso de falla del sistema de cogeneración a biogás. Con esta alternativa se alcanzan los máximos ahorros en vista que se deja de pagar al distribuidor de electricidad el equivalente a la potencia instalada anual. Esta condición de operación se conoce como modalidad isla, o aislado por completo de la red en el equivalente a la potencia instalada del sistema de generación implementado.

Las evaluaciones se realizan por zona, manifestando y analizando las alternativas a implementar por cada sector.

### 5.5.1. Sitio 1

En Sitio 1, el mayor productor de biogás de todos los digestores propiedad de Agrícola Súper se evaluó:

#### a) Cogeneración (Waukesha, Finning Power Systems, Ener-G y TBE)

El ahorro máximo posible se considera en caso de operar una potencia instalada de 1.244 MWe. Máximo que contrasta notablemente con los 2.359 MWe que se pudiesen instalar en caso de que el biodigestor funcionara de acuerdo a sus parámetros de diseño.

**Tabla 45. Generación Eléctrica Sitio 1**

Sector	Biogás Requerido Para operar 1 MWe (m <sup>3</sup> /día)	Biogás Disponible (m <sup>3</sup> /día)	Excedente (m <sup>3</sup> /día)	Potencia Real de Generación (kW)	Potencia teórica de Generación (kW)
Sitio 1	15.192	19.117	3.925	1.244	2.359

Nótese que el biodigestor de Sitio 1 operando en condiciones óptimas pudiese operar una potencia instalada por sobre el 47% más que la actualmente propuesta. Recalcando la importancia de una óptima operación del digestor.

A continuación se presenta la evaluación económica para Sitio 1.

**Tabla 46. Evaluación Económica Cogeneración Sitio 1**

US\$	Dresser-Waukesha				Caterpillar	ENER-G	TBE
	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4	ALTERNATIVA 5	ALTERNATIVA 6	ALTERNATIVA 7
	COGENERACIÓN WAUKESHA (893 kWc, 1.463 kWth)	COGENERACIÓN WAUKESHA (950 kWc, 1.470 kWth)	COGENERACIÓN WAUKESHA (Alternativa 1 + respaldo 1200 kWc)	COGENERACIÓN WAUKESHA (Alternativa 2 + respaldo 950 kWc)	COGENERACIÓN FINNING POWER SYSTEMS (1.450 kWc, 2.182 kWth)	COGENERACIÓN ENER-G (1.094 kWc, 1.300 kWth)	COGENERACIÓN TBE (1.600 kWc, 1.770 kWth)
Obras Civiles	4.847	4.847	4.847	4.847	4.847	4.847	4.847
Equipamiento Remoción H2S	257.477	257.477	257.477	257.477	0	0	0
Equipamiento Cogeneración	617.650	717.200	749.650	804.100	3.503.500	751.134	864.307
Montaje Equipos	53.608	53.608	56.193	56.193	53.608	53.608	53.608
Suministros y Montaje Eléctrico	262.080	327.600	262.080	327.600	270.000	262.080	262.080
Capacitación de Personal	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
<b>TOTAL INVERSIÓN (US\$)</b>	<b>1.205.662</b>	<b>1.370.732</b>	<b>1.340.247</b>	<b>1.460.217</b>	<b>3.841.955</b>	<b>1.081.669</b>	<b>1.194.842</b>
Costos Mantenimiento y Repuestos (remoción H2S)	6.502	6.502	6.502	6.502	0	0	0
Costos Mantenimiento y Repuestos (cogeneración)	44.066	47.148	50.066	48.266	128.340	144.879	56.886
<b>COSTO OPERACIONAL ANUAL (US\$/año)</b>	<b>50.568</b>	<b>53.650</b>	<b>56.568</b>	<b>54.768</b>	<b>128.340</b>	<b>144.879</b>	<b>56.886</b>
<b>INGRESO AHORRO ENERGÍA (US\$/año)</b>	<b>286.095</b>	<b>304.357</b>	<b>492.087</b>	<b>523.497</b>	<b>398.547</b>	<b>350.491</b>	<b>398.547</b>
<b>FLUJO CAJA ANUAL</b>	<b>235.528</b>	<b>250.707</b>	<b>435.520</b>	<b>468.730</b>	<b>270.207</b>	<b>205.612</b>	<b>341.661</b>
TIR	14%	13%	30%	30%	-6%	14%	26%
<b>VAN PROYECTO</b>	<b>219.594</b>	<b>154.320</b>	<b>1.214.395</b>	<b>1.290.840</b>	<b>-1.983.319</b>	<b>165.205</b>	<b>822.288</b>
i=10%, valor residual=0, 10 años							

Se observa una situación análoga a la observada en Sitio 2. Los indicadores económicos señalan a las alternativas presentadas por Waukesha (con respaldo) y TBE como las más interesantes de desarrollar.

TBE ofrece la mayor potencia tanto eléctrica como térmica siendo superada únicamente por las alternativas que contemplan respaldo.

Los costos y evaluación para un sistema de cogeneración adecuado para Sitio 1 se exponen a continuación:

Tabla 47. Itemizado de costos preliminar de cogeneración Sitio 1

Item	DESCRIPCIÓN	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4	ALTERNATIVA 5	ALTERNATIVA 6	ALTERNATIVA 7	
		Waukesha			Caterpillar		Ener-G		TEE
		COGENERACIÓN WAUKESHA 893 kW (1x VHP 5794 L.I) US\$	COGENERACIÓN WAUKESHA 950 kW (2x VGF 36 GLD) US\$	COGENERACIÓN WAUKESHA (Alternativa 1 + respaldo 1200 kW) US\$	COGENERACIÓN WAUKESHA (Alternativa 2 + respaldo 950 kW) US\$	COGENERACIÓN FINNING POWER SYSTEMS 1,450 kW (2x G3512 TA) US\$	COGENERACIÓN ENER-G 1,094 kW (1x Caterpillar G3516) US\$	COGENERACIÓN TEE 1,250 kW (1x Deutz Engine) US\$	
<b>1000</b>	<b>Obras Cíviles</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	
1010	Fundación Equipo Excavación, hormigon H30 NC=90%, Enplanchado, acero A63-42H, moldaje, anclaje e insertos	4,406	4,406	4,406	4,406	4,406	4,406	4,406	
1020	Imprevistos (10%)	441	441	441	441	441	441	441	
<b>2000</b>	<b>EQUIPOS PROCESO</b>	<b>875,127</b>	<b>974,677</b>	<b>1,007,127</b>	<b>1,061,577</b>	<b>3,503,500</b>	<b>751,134</b>	<b>864,306</b>	
2010	Sistema de Remoción H2S Bigdan capacidad de tratamiento 800 m3/hora	234,070	234,070	234,070	234,070	0	0	0	
2020	Sistema de Cogeneración Motor Primario, Sistema de cogeneración, Sistema de recuperación de calor completo, tableros de sincronismo	561,500	652,000	681,500	731,000	3,185,000	682,849	785,733	
2030	Imprevistos 10%	79,557	88,607	91,557	96,507	318,500	68,285	78,573	
<b>3000</b>	<b>MONTAJE EQUIPOS</b>	<b>53,608</b>	<b>53,608</b>	<b>56,193</b>	<b>56,193</b>	<b>53,608</b>	<b>53,608</b>	<b>53,608</b>	
3010	Instalaciones de Faena oficina y baños	7,656	7,656	8,039	8,039	7,656	7,656	7,656	
3020	Desmontaje de actual caldera y montaje de equipos, montaje de generador, intercambiador de calor, grua de 40 Ton	11,434	11,434	11,910	11,910	11,434	11,434	11,434	
3030	Suministro y Montaje de Piping Cafetería de hacer-carbono, cafetería de HDPE, soportes y aditamentos, insenos	20,417	20,417	21,438	21,438	20,417	20,417	20,417	
3040	Imprevistos 10%	3,760	3,760	3,948	3,948	3,760	3,760	3,760	
3050	Gastos Generales 20%	6,204	6,204	6,514	6,514	6,204	6,204	6,204	
3060	Utilidades 15%	4,136	4,136	4,343	4,343	4,136	4,136	4,136	
<b>4000</b>	<b>SUMINISTROS Y MONTAJE ELÉCTRICO</b>	<b>262,080</b>	<b>327,600</b>	<b>262,080</b>	<b>327,600</b>	<b>270,000</b>	<b>262,080</b>	<b>262,080</b>	
4010	Tablero de control y sincronismo	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	
4020	Transformador elevador	28,000	44,000	28,000	44,000	44,000	28,000	28,000	
4030	Celda seccionadora y maniobras	18,000	36,000	18,000	36,000	36,000	18,000	18,000	
4040	Equipamiento de maniobra	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	
4050	Linea media tension	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	
4060	Instalación y montaje	112,000	130,000	112,000	130,000	130,000	112,000	112,000	
4070	Imprevistos 5%	10,400	13,000	10,400	13,000	10,800	10,400	10,400	
4080	Gastos Generales 15%	32,760	40,950	32,760	40,950	32,400	32,760	32,760	
4090	Utilidades 5%	10,920	13,650	10,920	13,650	10,800	10,920	10,920	
<b>5000</b>	<b>CAPACITACIÓN DE PERSONAL</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	
	<b>TOTAL INVERSIÓN (US\$)</b>	<b>1,205,662</b>	<b>1,370,732</b>	<b>1,340,247</b>	<b>1,460,217</b>	<b>3,841,955</b>	<b>1,081,669</b>	<b>1,194,841</b>	
<b>6000</b>	<b>GASTO OPERACIONAL (US\$/AÑO)</b>	<b>50,568</b>	<b>53,650</b>	<b>56,568</b>	<b>54,768</b>	<b>128,340</b>	<b>144,879</b>	<b>56,886</b>	
6010	Costos Mantenencia y Repuestos (remoción H2S) Sistema Bigdan con capacidad de tratamiento de 800 m3/hora	6,502	6,502	6,502	6,502	0	0	0	
6020	Costos Mantenencia y Repuestos (cogeneración)	44,066	47,148	50,066	48,266	128,340	144,879	56,886	
<b>7000</b>	<b>INGRESO AHORRO ENERGÍA (US\$/año)</b>	<b>286,095</b>	<b>304,357</b>	<b>492,087</b>	<b>523,497</b>	<b>398,547</b>	<b>350,491</b>	<b>398,547</b>	
	<b>FLUJO CAJA ANUAL</b>	<b>235,528</b>	<b>250,707</b>	<b>435,520</b>	<b>468,730</b>	<b>270,207</b>	<b>205,612</b>	<b>341,661</b>	
	<b>TIR</b>	<b>14%</b>	<b>13%</b>	<b>30%</b>	<b>30%</b>	<b>-6%</b>	<b>14%</b>	<b>26%</b>	
	<b>VAN PROYECTO</b>	<b>219,594</b>	<b>154,320</b>	<b>1,214,395</b>	<b>1,290,840</b>	<b>-1,983,319</b>	<b>165,205</b>	<b>822,288</b>	
	<i>i=10%; valor residual=0; 10 años</i>								

### 5.5.2. Sitio 2

En esta localidad se evaluó:

- a) Cogeneración (Waukesha, Finning Power Systems, Ener-G y TBE)

Sitio 2, a diferencia de todos los otros sitios en evaluación, por efecto del tipo de crianza empleado, enfocado en la crianza de “engorda” trae como consecuencia que no existan requerimientos térmicos por motivos de calefacción. Por ende la alternativa que cobra mayor fuerza corresponde a destinar la producción de biogás para fines de cogeneración.

A continuación se señala la evaluación económica realizada para Sitio 2. En ella se señalan siete alternativas. Las dos primeras alternativas son presentadas por Waukesha, las alternativas tres y cuatro corresponden a las dos primeras sumado un generador de respaldo lo que genera un ahorro adicional en vista que se deja de pagar la potencia instalada equivalente al sistema de cogeneración. Por lo que las primeras cuatro opciones corresponden a la firma Waukesha. La opción cinco corresponde a la propuesta elaborada en Inglaterra por Finning Power Systems y canalizada a través de su representante en Chile. La opción seis se relaciona con la información presentada por la firma inglesa Ener-G; finalmente, la séptima opción corresponde a la información presentada por TBE Chile compuesta de motores Deutz Este orden de alternativas es válido para todos los digestores calientes evaluados (Sitio 1, Sitio 2 y sitio 3).

Como ahorro por efectos de energía se considera que el ahorro máximo posible ocurre al operar una potencia instalada de 801 kWe, y no en base a la potencia instalada de los motores propuestos. Lo anterior se justifica en vista que

eventualmente debido al biogás disponible en la actualidad no sería posible operar a una mayor potencia.

**Tabla 48. Generación Eléctrica Sitio 2**

Sector	Biogás Requerido Para operar 1 MWe (m <sup>3</sup> /día)	Biogás Disponible (m <sup>3</sup> /día)	Excedente (m <sup>3</sup> /día)	Potencia Real de Generación (kW)	Potencia teórica de Generación (kW)
Sitio 2	15.192	12.300	- 2.892	801	1.139

A continuación se señala la evaluación económica para Sitio 2 considerando los ahorros asociados a una operación de potencia instalada equivalente a 801 kW, y no a las potencias totales entregadas por los oferentes.

**Tabla 49. Evaluación económica Sitio 2**

USS	Dresser-Waukesha				Caterpillar	ENER-G	TBE
	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4	ALTERNATIVA 5	ALTERNATIVA 6	ALTERNATIVA 7
	COGENERACIÓN WAUKESHA (893 kWe, 1.463 kWh)	COGENERACIÓN WAUKESHA (950 kWe, 1.470 kWh)	COGENERACIÓN WAUKESHA (Alternativa 1 + respaldo 1200 kWe)	COGENERACIÓN WAUKESHA (Alternativa 2 + respaldo 950 kWe)	COGENERACIÓN FINNING POWER SYSTEMS (1.450 kWe, 2.182 kWh)	COGENERACIÓN ENER-G (1.094 kWe, 1.300 kWh)	COGENERACIÓN TBE (1.070 kWe, 1.180 kWh)
Obras Civiles	4.847	4.847	4.847	4.847	4.847	4.847	
Equipamiento Remoción H2S	257.477	257.477	257.477	257.477	0	0	0
Equipamiento Cogeneración	617.650	717.200	749.650	804.100	3.503.500	751.134	579.723
Montaje Equipos	53.608	53.608	56.193	56.193	53.608	53.608	53.608
Suministros y Montaje Eléctrico	262.080	327.600	262.080	327.600	270.000	262.080	262.080
Capacitación de Personal	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
<b>TOTAL INVERSIÓN (US\$)</b>	<b>1.205.662</b>	<b>1.370.732</b>	<b>1.340.247</b>	<b>1.460.217</b>	<b>3.841.955</b>	<b>1.081.669</b>	<b>905.411</b>
Costos Mantenión y Repuestos (remoción H2S)	6.502	6.502	6.502	6.502	0	0	0
Costos Mantenión y Repuestos (cogeneración)	44.066	47.148	50.066	48.266	128.340	144.879	56.886
<b>COSTO OPERACIONAL ANUAL (US\$/año)</b>	<b>50.568</b>	<b>53.650</b>	<b>56.568</b>	<b>54.768</b>	<b>128.340</b>	<b>144.879</b>	<b>56.886</b>
<b>INGRESO AHORRO ENERGÍA (US\$/año)</b>	<b>256.621</b>	<b>256.621</b>	<b>441.391</b>	<b>441.391</b>	<b>256.621</b>	<b>256.621</b>	<b>256.621</b>
<b>FLUJO CAJA ANUAL</b>	<b>206.053</b>	<b>202.971</b>	<b>384.823</b>	<b>386.623</b>	<b>128.281</b>	<b>111.742</b>	<b>199.735</b>
TIR	11%	8%	26%	23%	N/A	1%	18%
<b>VAN PROYECTO</b>	<b>54.950</b>	<b>-112.332</b>	<b>931.205</b>	<b>832.196</b>	<b>-2.776.115</b>	<b>-359.150</b>	<b>292.610</b>

i=10%, valor residual=0, 10 años

De la evaluación económica preliminar de Sitio 2 se desprende que la mejor alternativa de cogeneración ofertadas (sin respaldo) corresponde a la realizada por TBE (TIR = 18%). La firma Waukesha se perfila como una opción a implementar de acuerdo a los indicadores económicos involucrados, en particular aquellas que

contemplan respaldo (TIR = 23% y 26%), sin embargo, pensar en una operación en modo isla o al margen de la red eléctrica local corresponde a una alternativa de alto riesgo la cual compromete el suministro eléctrico del sector ante una eventual falla en el sistema, por lo que se recomienda optar por una operación en paralelo a la red, y no aislado de ésta.. Se destaca a TBE como la primera opción, seguida de Waukesha (sin respaldo), Ener-G y Finning Power Systems no califica como alternativa.

Nótese que quienes no implementan sistemas de remoción de H<sub>2</sub>S poseen costos de mantención por sobre el doble de quienes si lo implementan.

La Tabla 50, a continuación, corresponde al itemizado de costos de la evaluación económica de Sitio 2, donde se mencionan los detalles asociados a cada ítem.

Tabla 50: Itemizado de costos preliminar de cogeneración Sitio 2

Item	DESCRIPCIÓN	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4	ALTERNATIVA 5	ALTERNATIVA 6	ALTERNATIVA 7
		Waukesha				Caterpillar	Ener-G	TRB
		COGENERACION WAUKESHA 893 kWe (1x VHP 5794 LT) US\$	COGENERACION WAUKESHA 950 kWe (2x VGF 36 GLD) US\$	COGENERACION WAUKESHA (Alternativa 1 + respaldo 1200 kW) US\$	COGENERACION WAUKESHA (Alternativa 2 + respaldo 950 kW) US\$	COGENERACION FINNING POWER SYSTEMS 1,450 kWe (2x G3512 TA) US\$	COGENERACION ENER-G 1,094 kWe (1x Caterpillar G3516) US\$	COGENERACION TRB 1,250 kWe (1x Deutz Engine) US\$
<b>1000</b>	<b>Obras Civiles</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>
1010	Fundación Equipo Excavación, hormigon H30 NC=90%, Emplamillado, acero A63-42H, moldaje, anclaje e insertos	4,406	4,406	4,406	4,406	4,406	4,406	4,406
1020	Imprevistos (10%)	441	441	441	441	441	441	441
<b>2000</b>	<b>EQUIPOS PROCESO</b>	<b>875,127</b>	<b>974,677</b>	<b>1,007,127</b>	<b>1,061,377</b>	<b>3,503,500</b>	<b>751,134</b>	<b>579,723</b>
2010	Sistema de Remoción H2S Bigadan capacidad de tratamiento 800 m3/hora	234,070	234,070	234,070	234,070	0	0	0
2020	Sistema de Cogeneración Motor Primario, Sistema de cogeneración, Sistema de recuperación de calor completo, tableros de sincronismo	561,500	652,000	681,500	731,000	3,185,000	682,849	527,021
2030	Imprevistos 10%	79,557	88,607	91,557	96,507	318,500	68,285	52,702
<b>3000</b>	<b>MONTAJE EQUIPOS</b>	<b>53,608</b>	<b>53,608</b>	<b>56,193</b>	<b>56,193</b>	<b>53,608</b>	<b>53,608</b>	<b>53,608</b>
3010	Instalaciones de Faena: oficina y baños	7,656	7,656	8,039	8,039	7,656	7,656	7,656
3020	Desmontaje de actual caldera y montaje de Equipos, montaje de generador, intercambiador de calor, grua de 40 Ton	11,434	11,434	11,910	11,910	11,434	11,434	11,434
3030	Suministro y Montaje de Piping: Cañería de hacer-carbono, cañería de HDPE, soportes y aditamentos, insuamos	20,417	20,417	21,438	21,438	20,417	20,417	20,417
3040	Imprevistos 10%	3,760	3,760	3,948	3,948	3,760	3,760	3,760
3050	Gastos Generales 20%	6,204	6,204	6,514	6,514	6,204	6,204	6,204
3060	Utilidades 15%	4,136	4,136	4,343	4,343	4,136	4,136	4,136
<b>4000</b>	<b>SUMINISTROS Y MONTAJE ELÉCTRICO</b>	<b>262,080</b>	<b>327,600</b>	<b>262,080</b>	<b>327,600</b>	<b>270,000</b>	<b>262,080</b>	<b>262,080</b>
4010	Tablero de control y sincronismo	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000
4020	Transformador elevador	28,000	44,000	28,000	44,000	28,000	28,000	28,000
4030	Celda seccionadora y maniobras	18,000	36,000	18,000	36,000	36,000	18,000	18,000
4040	Equipamiento de manobra	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
4050	Línea media tension	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
4060	Instalación y montaje	112,000	130,000	112,000	130,000	130,000	112,000	112,000
4070	Imprevistos 5%	10,400	13,000	10,400	13,000	10,800	10,400	10,400
4080	Gastos Generales 15%	32,760	40,950	32,760	40,950	32,400	32,760	32,760
4090	Utilidades 5%	10,920	13,650	10,920	13,650	10,800	10,920	10,920
<b>5000</b>	<b>CAPACITACIÓN DE PERSONAL</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>
	<b>TOTAL INVERSIÓN (US\$)</b>	<b>1,205,662</b>	<b>1,370,732</b>	<b>1,340,247</b>	<b>1,460,217</b>	<b>3,841,955</b>	<b>1,081,669</b>	<b>910,258</b>
<b>6000</b>	<b>GASTO OPERACIONAL (US\$/AÑO)</b>	<b>50,568</b>	<b>53,650</b>	<b>56,568</b>	<b>54,768</b>	<b>128,340</b>	<b>144,879</b>	<b>56,886</b>
6010	Costos Mantenimiento y Repuestos (remoción H2S). Sistema Bigadan con capacidad de tratamiento de 800 m3/hora	6,502	6,502	6,502	6,502	0	0	0
6020	Costos Mantenimiento y Repuestos (cogeneración)	44,066	47,148	50,066	48,266	128,340	144,879	56,886
<b>7000</b>	<b>INGRESO AHORRO ENERGÍA (US\$/año)</b>	<b>256,621</b>	<b>256,621</b>	<b>441,391</b>	<b>441,391</b>	<b>256,621</b>	<b>256,621</b>	<b>256,621</b>
	<b>FLUJO CAJA ANUAL</b>	<b>206,053</b>	<b>202,971</b>	<b>384,823</b>	<b>386,623</b>	<b>128,281</b>	<b>111,742</b>	<b>199,735</b>
	<b>TIR</b>	<b>11%</b>	<b>8%</b>	<b>26%</b>	<b>23%</b>	<b>-</b>	<b>1%</b>	<b>18%</b>
	<b>VAN PROYECTO i=10%; valor residual=0; 10 años</b>	<b>54,950</b>	<b>-112,332</b>	<b>931,205</b>	<b>832,196</b>	<b>-2,776,115</b>	<b>-359,150</b>	<b>288,204</b>

### 5.5.3. Sitio 3

En esta localidad se evaluó:

#### a) Cogeneración (Waukesha, Finning Power Systems, Ener-G y TBE)

Sitio 3 considera un ahorro máximo al operar una potencia instalada de 940 KWe, los detalles son expuestos a continuación.

**Tabla 51. Generación Eléctrica Sitio 3**

Sector	Biogás Requerido Para operar 1 MWe (m <sup>3</sup> /día)	Biogás Disponible (m <sup>3</sup> /día)	Excedente (m <sup>3</sup> /día)	Potencia Real de Generación (kW)	Potencia teórica de Generación (kW)
Sitio 3	15.192	14.433	- 759	940	1.288

Nótese que Sitio 3 estaría en condiciones de operar una potencia instalada un 27% más alta que la propuesta con el biogás disponible.

A continuación se presenta la evaluación económica para cogeneración en Sitio 3.

**Tabla 52. Evaluación Económica Cogeneración Sitio 3**

US\$	Dresser-Waukesha				Caterpillar	ENER-G	TBE
	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4	ALTERNATIVA 5	ALTERNATIVA 6	ALTERNATIVA 7
	COGENERACIÓN WAUKESHA (893 kW <sub>e</sub> , 1.463 kWh)	COGENERACIÓN WAUKESHA (950 kW <sub>e</sub> , 1.470 kWh)	COGENERACIÓN WAUKESHA (Alternativa 1 + respaldo 1200 kW <sub>e</sub> )	COGENERACIÓN WAUKESHA (Alternativa 2 + respaldo 950 kW <sub>e</sub> )	COGENERACIÓN FINNING POWER SYSTEMS (1.450 kW <sub>e</sub> , 2.182 kWh)	COGENERACIÓN ENER-G (1.094 kW <sub>e</sub> , 1.300 kWh)	COGENERACIÓN TBE (1.600 kW <sub>e</sub> , 1.770 kWh)
Obras Civiles	4.847	4.847	4.847	4.847	4.847	4.847	4.847
Equipamiento Remoción H2S	257.477	257.477	257.477	257.477	0	0	0
Equipamiento Cogeneración	617.650	717.200	749.650	804.100	3.503.500	751.134	579.723
Montaje Equipos	53.608	53.608	56.193	56.193	53.608	53.608	53.608
Suministros y Montaje Eléctrico	262.080	327.600	262.080	327.600	270.000	262.080	262.080
Capacitación de Personal	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
<b>TOTAL INVERSIÓN (US\$)</b>	<b>1.205.662</b>	<b>1.370.732</b>	<b>1.340.247</b>	<b>1.460.217</b>	<b>3.841.955</b>	<b>1.081.669</b>	<b>910.258</b>
Costos Mantenición y Repuestos (remoción H2S)	6.502	6.502	6.502	6.502	0	0	0
Costos Mantenición y Repuestos (cogeneración)	44.066	47.148	50.066	48.266	128.340	144.879	56.886
<b>COSTO OPERACIONAL ANUAL (US\$/año)</b>	<b>50.568</b>	<b>53.650</b>	<b>56.568</b>	<b>54.768</b>	<b>128.340</b>	<b>144.879</b>	<b>56.886</b>
<b>INGRESO AHORRO ENERGÍA (US\$/año)</b>	<b>286.095</b>	<b>301.153</b>	<b>492.087</b>	<b>517.987</b>	<b>301.153</b>	<b>301.153</b>	<b>301.153</b>
<b>FLUJO CAJA ANUAL</b>	<b>235.528</b>	<b>247.503</b>	<b>435.520</b>	<b>463.219</b>	<b>172.813</b>	<b>156.274</b>	<b>244.267</b>
<b>TIR</b>	<b>14%</b>	<b>12%</b>	<b>30%</b>	<b>29%</b>	<b>-12%</b>	<b>7%</b>	<b>24%</b>
<b>VAN PROYECTO</b> <small>i=10%, valor residual=0, 10 años</small>	<b>219.594</b>	<b>136.424</b>	<b>1.214.395</b>	<b>1.260.059</b>	<b>-2.527.359</b>	<b>-110.395</b>	<b>536.959</b>

Sitio 3 mantiene la tendencia registrada para los digestores de Sitio 1 y Sitio 2, registrando valores de TIR entre un 10% y un 30%. Los valores más altos corresponden

a las alternativas que contemplan respaldo capaces de operar en modalidad isla (independiente de la red); sin embargo, esta corresponde a una situación utópica y altamente riesgosa, puesto que compromete el suministro eléctrico de las plantas en caso de existir cualquier fallo en el sistema. En caso de optar por cogeneración se recomienda operar en modalidad paralela a la red, donde el ahorro registrado es menor pero existe el respaldo eléctrico de la red ante cualquier eventualidad.

El respectivo itemizado de costos referente a la evaluación económica de cogeneración para Sitio 3 se presenta a continuación.

Tabla 53. Itemizado de costos preliminar de cogeneración Sitio 3

Item	DESCRIPCIÓN	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4	ALTERNATIVA 5	ALTERNATIVA 6	ALTERNATIVA 7
		Waukesha				Caterpillar	Ener-G	TBE
		COGENERACIÓN WAUKESHA 893 kW <sub>e</sub> (1x VHP 5794 LT) US\$	COGENERACIÓN WAUKESHA 950 kW <sub>e</sub> (2x VGF 36 GLD) US\$	COGENERACIÓN WAUKESHA (Alternativa 1 + respaldo 1200 kW) US\$	COGENERACIÓN WAUKESHA (Alternativa 2 + respaldo 950 kW) US\$	COGENERACIÓN FINNING POWER SYSTEMS 1,450 kW <sub>e</sub> (2x G3512 TA) US\$	COGENERACIÓN ENER-G 1,094 kW <sub>e</sub> (1x Caterpillar G3516) US\$	COGENERACIÓN TBE 1,250 kW <sub>e</sub> (1x Deutz Engine) US\$
<b>1000</b>	<b>Obras Civiles</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>	<b>4,847</b>
1010	Fundación Equipo Excavación, hormigon H30 NC=90%, Emplantillado, acero A63-42H, moldaje, anclaje e insertos	4,406	4,406	4,406	4,406	4,406	4,406	4,406
1020	Imprevistos (10%)	441	441	441	441	441	441	441
<b>2000</b>	<b>EQUIPOS PROCESO</b>	<b>875,127</b>	<b>974,677</b>	<b>1,007,127</b>	<b>1,061,577</b>	<b>3,503,500</b>	<b>751,134</b>	<b>579,723</b>
2010	Sistema de Remoción H2S Bigadan capacidad de tratamiento 800 m3/hora	234,070	234,070	234,070	234,070	0	0	0
2020	Sistema de Cogeneración Motor Primario, Sistema de cogeneración, Sistema de recuperación de calor completo, tableros de sincronismo	561,500	652,000	681,500	731,000	3,185,000	682,849	527,021
2030	Imprevistos 10%	79,557	88,607	91,557	96,507	318,500	68,285	52,702
<b>3000</b>	<b>MONTAJE EQUIPOS</b>	<b>53,608</b>	<b>53,608</b>	<b>56,193</b>	<b>56,193</b>	<b>53,608</b>	<b>53,608</b>	<b>53,608</b>
3010	Instalaciones de Faena oficina y baños	7,656	7,656	8,039	8,039	7,656	7,656	7,656
3020	Desmontaje de actual caldera y montaje de Equipos, montaje de generador, intercambiador de calor, grua de 40 Ton	11,434	11,434	11,910	11,910	11,434	11,434	11,434
3030	Suministro y Montaje de Piping Catena de hacer-carbono, cañeria de HDPE, soportes y aditamentos, insumos	20,417	20,417	21,438	21,438	20,417	20,417	20,417
3040	Imprevistos 10%	3,760	3,760	3,948	3,948	3,760	3,760	3,760
3050	Gastos Generales 20%	6,204	6,204	6,514	6,514	6,204	6,204	6,204
3060	Utilidades 15%	4,136	4,136	4,343	4,343	4,136	4,136	4,136
<b>4000</b>	<b>SUMINISTROS Y MONTAJE ELÉCTRICO</b>	<b>262,080</b>	<b>327,600</b>	<b>262,080</b>	<b>327,600</b>	<b>270,000</b>	<b>262,080</b>	<b>262,080</b>
4010	Tablero de control y sincronismo	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000
4020	Transformador elevador	28,000	44,000	28,000	44,000	28,000	28,000	28,000
4030	Celda seccionadora y maniobras	18,000	36,000	18,000	36,000	36,000	18,000	18,000
4040	Equipamiento de maniobra	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
4050	Leva sarda tension	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
4060	Instalación y montaje	112,000	130,000	112,000	130,000	130,000	112,000	112,000
4070	Imprevistos 5%	10,400	13,000	10,400	13,000	10,800	10,400	10,400
4080	Gastos Generales 15%	32,760	40,950	32,760	40,950	32,400	32,760	32,760
4090	Utilidades 5%	10,920	13,650	10,920	13,650	10,800	10,920	10,920
<b>5000</b>	<b>CAPACITACIÓN DE PERSONAL</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>	<b>10,000</b>
	<b>TOTAL INVERSIÓN (US\$)</b>	<b>1,205,662</b>	<b>1,370,732</b>	<b>1,340,247</b>	<b>1,460,217</b>	<b>3,841,955</b>	<b>1,081,669</b>	<b>910,258</b>
<b>6000</b>	<b>GASTO OPERACIONAL (US\$/AÑO)</b>	<b>50,568</b>	<b>53,650</b>	<b>56,568</b>	<b>54,768</b>	<b>128,340</b>	<b>144,879</b>	<b>56,886</b>
6010	Costos Mantenión y Repuestos (remoción H2S) Sistema Bigadan con capacidad de tratamiento de 800 m3/hora	6,502	6,502	6,502	6,502	0	0	0
6020	Costos Mantenión y Repuestos (cogeneración)	44,066	47,148	50,066	48,266	128,340	144,879	56,886
<b>7000</b>	<b>INGRESO AHORRO ENERGÍA (US\$/año)</b>	<b>286,095</b>	<b>301,153</b>	<b>492,087</b>	<b>517,987</b>	<b>301,153</b>	<b>301,153</b>	<b>301,153</b>
	<b>FLUJO CAJA ANUAL</b>	<b>235,528</b>	<b>247,503</b>	<b>435,520</b>	<b>463,219</b>	<b>172,813</b>	<b>156,274</b>	<b>244,267</b>
	<b>TIR</b>	<b>14%</b>	<b>12%</b>	<b>30%</b>	<b>29%</b>	<b>-12%</b>	<b>7%</b>	<b>24%</b>
	<b>VAN PROYECTO</b> <i>i=10%; valor residual=0; 10 años</i>	<b>219,594</b>	<b>136,424</b>	<b>1,214,395</b>	<b>1,260,059</b>	<b>-2,527,359</b>	<b>-110,395</b>	<b>516,959</b>

#### 5.5.4. Sitio 4

En esta localidad se evaluó:

##### a) Calefacción de pabellones en base a calderas a biogás

En Sitio 4 se evaluó la calefacción de los cerdos localizados en los grupos reproductores N°10, N°23 y N°24. Cada uno con capacidad para 9.000 hembras.

A continuación se detallan las distancias desde el biodigestor hasta los grupos reproductores, distancia que debiera recorrer el gasoducto.

**Tabla 54. Distancia de grupos al biodigestor Sitio 4<sup>115</sup>**

Grupo	Distancia (m)
23	146
24	1.752
10	511

Se proyecta un sistema de calderas a biogás con una capacidad calórica mínima de 400.000 kcal/h para los tres grupos evaluados. Las potencias señaladas hacen relación con la potencia actualmente instalada en la zona, dichas calderas estarían en condiciones de satisfacer los requerimientos calóricos de 9.000 hembras<sup>116</sup>.

No existirían obras civiles requeridas para la instalación de las calderas a biogás en los grupos asociados a Sitio 4, puesto que las calderas cabrían en los pasillos donde actualmente operan las calderas a GLP.

A continuación se hace referencia a la disponibilidad de biogás y el requerido para operar los sistemas propuestos.

---

<sup>115</sup> Poch Ingeniería

**Tabla 55. Operación calderas a biogás Sitio 4**

Sector	Grupo	N° de Animales	Consumo GLP (kg/año)	Biogás equivalente (m <sup>3</sup> /día)	Biogás Disponible (m <sup>3</sup> /día)	Excedente (m <sup>3</sup> /día)
Sitio 4	N° 10	9.000	171.482	1.180	4.777	1.237
	N°23	9.000	171.482	1.180		
	N°24	9.000	171.482	1.180		

A continuación se señala la evaluación económica de la implementación de calderas a biogás en los tres grupos que conforman el sector de sitio 4.

**Tabla 56. Evaluación económica implementación calderas a biogás Sitio 4**

		ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
Ficha Técnica	Marca	Lochinvar	Cleaver-Brooks	Parker Boiler Co.
	Modelo	CBN 0986 EX	MTF-700-750	T600L
	Capacidad (kcal/h)	201.055	154.000	126.028
	N° de calderas a implementar	12	12	12
	Capacidad calorica proyectada (kcal/h)	2.412.660	1.848.000	1.512.336
	Capacidad actual instalada (kcal/h)	980.000	980.000	980.000
	Distancia a biodigestor (m)			
	N° de animales	27.000	27.000	27.000
		US\$	US\$	US\$
	1000	PIPING	116.077	116.077
2000	EQUIPOS PROCESO	195.044	467.859	400.937
3000	MONTAJE EQUIPOS	63.267	63.267	63.267
	<b>TOTAL INVERSIÓN (US\$)</b>	<b>374.388</b>	<b>647.202</b>	<b>580.281</b>
4000	GASTO OPERACIÓN & MANTENCIÓN (US\$/AÑO)	24.000	24.000	24.000
5000	INGRESO AHORRO ENERGÍA (US\$/año)	225.388	225.388	225.388
	<b>FLUJO CAJA ANUAL</b>	<b>201.388</b>	<b>201.388</b>	<b>201.388</b>
	<b>TIR</b>	<b>53%</b>	<b>29%</b>	<b>33%</b>
	<b>VAN PROYECTO 10 años</b>	<b>863.053</b>	<b>590.239</b>	<b>657.161</b>

La evaluación económica consolidada de los tres grupos señala la implementación del proyecto con los tres oferentes como favorables, sin embargo, se destaca la alternativa de las calderas Lochinvar como sobresaliente al presentar una TIR del 53%.

Los respectivos itemizados de costos se presentan a continuación, aquí se observa el detalle asociado a la inversión en cada grupo.

<sup>116</sup> Poch Ingeniería

Tabla 57. Itemizado de costos preliminar de calefacción pabellones Sitio 4

Fecha Técnica	Los Guindos								
	Grupo Nº 10			Grupo Nº 23			Grupo Nº 24		
	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4	ALTERNATIVA 5	ALTERNATIVA 6	ALTERNATIVA 7	ALTERNATIVA 8	ALTERNATIVA 9
	Locharvar	Cleaver-Brooks	Parker Boiler Co.	Locharvar	Cleaver-Brooks	Parker Boiler Co.	Locharvar	Cleaver-Brooks	Parker Boiler Co.
	CBN 0986 EX	MTF-700-750	T600L	CBN 0986 EX	MTF-700-750	T600L	CBN 0986 EX	MTF-700-750	T600L
	201,055	154,000	126,028	201,055	154,000	126,028	201,055	154,000	126,028
	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	804,220	616,000	504,112	804,220	616,000	504,112	804,220	616,000	504,112
	380,000	380,000	380,000	380,000	380,000	380,000	380,000	380,000	380,000
	511	511	511	146	146	146	1,752	1,752	1,752
	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
	25,132	25,132	25,132	8,182	8,182	8,182	82,762	82,762	82,762
	9,723	9,723	9,723	2,778	2,778	2,778	33,336	33,336	33,336
	299	299	299	299	299	299	299	299	299
	290	290	290	290	290	290	290	290	290
	410	410	410	410	410	410	410	410	410
	276	276	276	276	276	276	276	276	276
	11,850	11,850	11,850	3,386	3,386	3,386	40,628	40,628	40,628
1060									
1070	Excavación de 0,40 M de ancho por 1,20 M de profundidad con relleno arena, lastillo fiscal y cinta indicadora, retape final con relleno de la excavación								
1070	Imprevistos (10%)	2,285	2,285	744	744	744	7,524	7,524	7,524
2000	EQUIPOS PROCESO	55,372	146,309	124,001	69,836	138,468	69,836	160,775	138,468
2010	Caldera(s) Biogás	38,010	120,680	100,400	38,010	100,400	38,010	120,680	100,400
2020	Compresor	12,328	12,328	12,328	25,478	25,480	25,478	25,479	25,480
2030	Imprevistos 10%	5,034	13,301	11,273	6,349	14,616	6,349	14,616	12,588
3000	MONTAJE EQUIPOS	21,089	21,089	21,089	21,089	21,089	21,089	21,089	21,089
3010	Montaje Caldera	19,172	19,172	19,172	19,172	19,172	19,172	19,172	19,172
3020	Imprevistos 10%	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917
	TOTAL INVERSIÓN (US\$)	101,593	197,550	170,222	99,107	167,739	173,687	264,626	242,219
4000	GASTO OPERACIÓN & MANTENCIÓN (US\$/AÑO)	6,000	6,000	6,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
4010	Calderas	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
4020	Sopchadoras	3,000	3,000	3,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
5000	INGRESO AHORRO ENERGÍA (US\$/año)	45,078	45,078	45,078	90,155	90,155	90,155	90,155	90,155
	FLUJO CAJA ANUAL	39,078	39,078	39,078	81,155	81,155	81,155	81,155	81,155
	TIR	37%	15%	19%	82%	47%	46%	28%	31%
	VAN PROYECTO	138,522	47,584	69,892	399,556	330,924	374,976	234,037	256,344
	10 años								

El sector de Sitio 4 cuenta actualmente con dos grupos reproductores N°23 (alternativas 4 – 6) y N°24 (alternativas 7 – 9) de 9.000 madres cada uno, adicionalmente se incorporara el grupo 10 de Tantehue (alternativas 1 – 3) también de 9.000 madres. Este se incluye debido a la relativa cercanía del grupo al digestor. Un consumo sostenido de GLP de los grupos N°23 y N°24, en torno a los 90.000 US\$/año; y para el grupo N°10 de aproximadamente 45.000 US\$/año hacen de la calefacción mediante biogás una alternativa atractiva a desarrollar con TIR que oscilan entre un 80% y un 40% para las mejores alternativas de cada grupo, siendo las calderas Lochinvar la alternativa más económica. El menor consumo de GLP en el grupo N°10 pese a contener el mismo numero de cerdos que los grupos N°23 y N°24 se justifica en vista de la implementación de paneles solares que disminuyen a la mitad el consumo de GLP en dicho grupo<sup>117</sup>.

#### 5.5.5. Sitio 5

En esta localidad se evaluó:

- a) Calefacción de pabellones en base a calderas a biogás.

Para el caso de Sitio 5 se tiene el reemplazo del GLP empleado en el grupo N°21, el cual aloja 9.000 hembras. Se proyecta un sistema de calderas a biogás con una potencia instalada en torno a las 400.000 kcal/h. La distancia hasta el biodigestor es:

**Tabla 58. Distancia de grupo al biodigestor Sitio 5<sup>118</sup>**

Grupo	Distancia (m)
21	1,060

<sup>117</sup> Agrícola Super

<sup>118</sup> Poch Ingeniería

La disponibilidad de biogás en relación al requerido es analizada a continuación.

**Tabla 59. Operación calderas a biogás Sitio 5**

Sector	Grupo	N° de Animales	Consumo GLP (kg/año)	Biogás equivalente (m <sup>3</sup> /día)	Biogás Disponible (m <sup>3</sup> /día)	Excedente (m <sup>3</sup> /día)
Sitio 5	N° 21	9.000	171.842	1.180	3.083	1.093

Como se aprecia efectivamente se dispone del biogás para cubrir la demanda calórica de los grupos evaluados en Sitio 7. La respectiva evaluación económica se señala como itemizado de costos en vista que sólo se trata de un grupo evaluado en el sector.

Tabla 60. Itemizado de costos preliminar pabellones Sitio 5

		ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
Ficha Técnica	Marca	Lochinvar	Cleaver-Brooks	Parker Boiler Co.
	Modelo	CBN 0986 EX	MTF-700-750	T600L
	Capacidad (kcal/h)	201,055	154,000	126,028
	Nº de calderas a implementar	4	4	4
	Capacidad calorica proyectada (kcal/h)	804,220	616,000	504,112
	Capacidad actual instalada (kcal/h)	280,000	280,000	280,000
	Distancia a biodigestor (m)	1,060	1,060	1,060
	Nº de animales	9,000	9,000	9,000
		US\$	US\$	US\$
1000	PIPING	50,627	50,627	50,627
1010	Prov. E Inst. de tubería PECC PN 10 DN: 110mm	20,169	20,169	20,169
1020	Prov. E Inst. de codo Segmentado 90° DN:110	299	299	299
1030	Prov. E Inst. sde Copla Segmentado DN:110	290	290	290
1040	STB END E/F Pn 10 DN:110	410	410	410
1050	Flanges norma Din DN:110	276	276	276
1060	Excavación de 0,40 M de ancho por 1,20 M de profundidad con relleno arena, ladrillo fiscal y cinta indicadora, retape final con relleno de la excavación	24,581	24,581	24,581
1070	Imprevistos (10%)	4,602	4,602	4,602
2000	EQUIPOS PROCESO	69,836	160,775	138,468
2010	Caldera(s) Biogás	38,010	120,680	100,400
2020	Compresor	25,478	25,479	25,480
2030	Imprevistos 10%	6,349	14,616	12,588
3000	MONTAJE EQUIPOS	21,089	21,089	21,089
3010	Caldera(s) Biogás	19,172	19,172	19,172
3020	Imprevistos 10%	1,917	1,917	1,917
	<b>TOTAL INVERSIÓN (US\$)</b>	<b>141,552</b>	<b>232,491</b>	<b>210,184</b>
4000	GASTO OPERACIÓN & MANTENCIÓN (US\$/AÑO)	9,000	9,000	9,000
	Calderas	3,000	3,000	3,000
	Sopladores	6,000	6,000	6,000
5000	INGRESO AHORRO ENERGÍA (US\$/año)	90,155	90,155	90,155
	<b>FLUJO CAJA ANUAL</b>	<b>81,155</b>	<b>81,155</b>	<b>81,155</b>
	<b>TIR</b>	<b>57%</b>	<b>33%</b>	<b>37%</b>
	<b>VAN PROYECTO</b> $i=10\%$ ; valor residual=0; 10 años	<b>357,111</b>	<b>266,173</b>	<b>288,479</b>

#### 5.5.6. Sitio 6

Sitio 6 debe mantener por el momento su situación actual de funcionamiento tan sólo quemando en antorcha el biogás generado. Lo anterior se justifica dado los bajos volúmenes de biogás generados inviabilizan la cogeneración como alternativa atractiva; y puesto que aquí los requerimientos de gas para calefacción son únicamente para sistemas de combustión de gas al interior de pabellones en conjunto con sistemas de calefacción eléctricos, lo que como se explicó previamente se descartan de plano por el resguardo de la salud de los cerdos e infraestructura (caso de combustión de biogás al interior de pabellones).

Según se informó actualmente no existe un sistema de calefacción en base a calderas como es el caso registrado en los grupos de Sitio 5, Sitio 7 y sitio 4. Pensar incluir un sistema de este tipo en Sitio 6 implica una re-ingeniería de los sistemas de calefacción del sitio, hecho que no se ajusta a los objetivos del presente trabajo. Se recomienda en una instancia posterior evaluar la conversión de los grupos de Sitio 6 a operar en base a biogás en caso de obtenerse los resultados esperados en los restantes grupos evaluados.

#### 5.5.7. Sitio 7

En esta localidad se evaluó:

##### a) Calefacción de pabellones en base a calderas a biogás

En Sitio 7 se evaluó calefacción para los grupos reproductores N°8 y N°25. El grupo N°8 alberga 4.500 hembras, mientras el grupo N°25 consta de 9,000 hembras. Se destaca la cercanía del grupo 8 al biodigestor (Tabla 61), lo que sumado a la menor

inversión asociada de todos los grupos evaluados se perfila como el primer grupo en el cual se debiese probar la tecnología propuesta. Se proyecta una instalación de calderas con una potencia en torno a las 200.000 kcal/h para el grupo 8, y una potencia de 400.000 kcal/h para el grupo 25.

Se excluyen los grupos N°5, N°6, N°12 y N°7 y 11. Lo anterior se justifica en vista que ninguno de éstos grupos cuenta en la actualidad con sistemas de calefacción a calderas como es el caso de los grupos N°8 y N°25. Implementar éste tipo de sistemas en los grupos que no los poseen implicaría una re-ingeniería de los sistemas de calefacción en dichos grupos, hecho que escapa a los alcances de este proyecto.

Las distancias de los grupos al biodigestor de Sitio 7 se exponen a continuación:

**Tabla 61. Distancias de grupos al biodigestor Sitio 7<sup>119</sup>**

Grupo	Distancia (m)
8	109
25	2,200

A continuación se muestra la disponibilidad de biogás en el sector de Sitio 7 en relación al biogás disponible para la operación de las calderas.

**Tabla 62. Operación calderas a biogás Sitio 7**

Sector	Grupo	N° de Animales	Consumo GLP (kg/año)	Biogás equivalente (m <sup>3</sup> /día)	Biogás Disponible (m <sup>3</sup> /día)	Excedente (m <sup>3</sup> /día)
Sitio 7	N° 8	4.500	85.741	590	2.705	935
	N° 25	9.000	171.482	1.180		

Como se aprecia, es posible operar ambos grupos mediante el biogás generado en la actualidad en el sector de Sitio 7.

<sup>119</sup> Poch Ambiental

La respectiva evaluación económica consolidada para ambos grupo (G8 y G25) evaluados en el sector de Sitio 7 se expone a continuación.

**Tabla 63. Evaluación económica implementación calderas a biogás Sitio 7**

		ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
Ficha Técnica	Marca	Lochinvar	Cleaver-Brooks	Parker Boiler Co.
	Modelo	CBN 0986 EX	MTF-700-750	T600L
	Capacidad (kcal/h)	201.055	154.000	126.028
	Nº de calderas a implementar	6	6	6
	Capacidad calorica proyectada (kcal/h)	1.206.330	924.000	756.168
	Capacidad actual instalada (kcal/h)	550.000	550.000	550.000
	Distancia a biodigestor (m)			
	Nº de animales	13.500	13.500	13.500
		US\$	US\$	US\$
1000	PIPING	109.984	109.984	109.984
2000	EQUIPOS PROCESO	107.053	243.460	209.999
3000	MONTAJE EQUIPOS	31.633	31.633	31.633
	<b>TOTAL INVERSIÓN (US\$)</b>	<b>248.670</b>	<b>385.078</b>	<b>351.617</b>
4000	GASTO OPERACIÓN & MANTENCIÓN (US\$/AÑO)	15.000	15.000	15.000
5000	INGRESO AHORRO ENERGÍA (US\$/año)	135.233	135.233	135.233
	<b>FLUJO CAJA ANUAL</b>	<b>120.233</b>	<b>120.233</b>	<b>120.233</b>
	<b>TIR</b>	<b>47%</b>	<b>29%</b>	<b>32%</b>
	<b>VAN PROYECTO</b>	<b>490.108</b>	<b>353.700</b>	<b>387.161</b>
	10 años $i=10\%$ ; valor residual=0;			

Como se desprende de la evaluación las tres alternativas aparecen como viables, pero se destaca la alternativa basada en las calderas Lochinvar con un TIR del 47%.

A continuación se presenta el itemizado de costos de los dos grupos evaluados.



El caso de Sitio 7 resulta igualmente alentador que la evaluación realizada para Sitio 4. Observándose tasas de retorno del orden del 64% para el grupo N°8 y del 38% para el grupo N°25, ambas en base a las calderas Lochinvar. El grupo 8 (alternativas 1 – 3) presenta valores aun más auspiciosos que el grupo N°25 debido principalmente a la cercanía del grupo al biodigestor.

Similar a los casos analizados en Sitio 4 y Sitio 7, la alternativa de calefacción en base a biogás para el grupo N°21 es la alternativa en base a las calderas Lochinvar la más interesante a implementar; con tasas de retorno que bordean el 60%.

## 6. CONCLUSIONES

Se recopiló y analizó información relacionada a las condiciones de operación de los biodigestores durante el año 2004 y el primer semestre de 2005. Aun así, resalta el hecho que debe existir un monitoreo con mayor rigor en cuanto a la operación de los digestores; situando énfasis en la producción diaria y horaria del biogás producido. El registro de producción de biogás debe ser llenado de forma meticulosa con el fin de llevar una cuenta exacta del biogás generado, hecho que avale con precisión la producción de biogás. En definitiva, se debe apuntar a una optimización del sistema de registro oficial de horas de operación de las calderas en los sitios donde éstas se emplazan (Sitio 1, Sitio 2 y Sitio 3) o emplacen en el futuro.

Mediante análisis químico se caracterizó el biogás proveniente de los ocho digestores anaeróbicos de Agrícola Súper Ltda. Se concluye que el biogás generado efectivamente posee un potencial real de utilización, hecho basado en su alto contenido de metano (55 – 70 %); junto con señalar que efectivamente existen alternativas interesantes y abordables para brindar uso productivo al gas como lo son la calefacción de pabellones mediante empleo de calderas y la cogeneración.

En cuanto a los requerimientos eléctricos de Agrícola Súper en la zona de proyecto se tiene que mediante una estimación teórica gruesa se pudiese llegar a alcanzar una cifra inferior al 20% de la potencia instalada total actualmente (suponiendo todo el biogás fuese destinado a cogeneración), hecho que en la práctica no es del todo factible en términos técnico-económicos, dado que hacer un sistema de cañerías que abarque todos los sectores involucrados es impensable, pero el dato guarda un valor cualitativo respecto de la energía contenida en el biogás. Por ende la cogeneración es viable exclusivamente en sectores donde ésta es rentable, es decir, en torno a los

digestores calientes que poseen suficiente producción de biogás como para sustentar la práctica en cuestión y justificar la inversión asociada como se demostró en la sección de evaluaciones económicas.

Se analizó las alternativas de utilización del biogás con mayores posibilidades de implementación (calefacción y cogeneración). Luego de un diálogo y flujo de información abierto con los proveedores de equipos; se desarrollaron ofertas, materializándose en evaluaciones económicas que permitieron su análisis, se destacan resultados positivos tanto para cogeneración (TIR de hasta 30% en los tres sectores evaluados) como para calefacción (TIR de hasta 80 %, grupo N° 23 Sitio 4).

En general, la tecnología del biogás para fines de calefacción se muestra como una tecnología incipiente (en el caso de lámparas radiantes o calefactores de aire), y no como una alternativa consolidada en el mercado mundial.

Existe incertidumbre en la combustión del biogás para fines de calefacción al interior de los planteles. El poder calorífico del biogás es considerablemente menor que el contenido en el GLP, razón por la cual los equipos deben ajustarse mediante una serie de pruebas para lograr alcanzar las potencias de los equipos estipuladas por diseño.

En lo que respecta a los requerimientos calóricos existentes en los grupos asociados a los biodigestores fríos evaluados (Sitio 4, Sitio 5 y Sitio 7). El análisis se centra en la implementación de sistemas de calefacción en base a biogás como única alternativa de calefacción viable, en vista que no se pone en riesgo la vida de los cerdos y las infraestructuras construidas por los efectos corrosivos de los aerosoles de ácido sulfurico generados en la combustión del H<sub>2</sub>S. Finalmente se propone cubrir únicamente el consumo de GLP realizado actualmente en las calderas instaladas en

los grupos. Lo anterior se justifica puesto que el resto del GLP es utilizado en calefacción que involucra combustión directa al interior de pabellones; en vista de la impureza propia del biogás se recomienda mantener estos sistemas operando con GLP y reemplazar únicamente los consumos de calderas.

Se determinó que el sistema de calefacción más adecuado para operar en base a biogás son las calderas, demostrándose que existe disponibilidad de biogás para operar los grupos evaluados. Por lo que la calefacción mediante calderas que circulen agua caliente en tuberías al interior de pabellones, donde los cerdos se posen sobre dispositivos plásticos y absorban el calor se ve como la mejor alternativa; ya que así se evita la combustión directa al interior de pabellones. En reproductoras los sistemas calefacción en base a calderas se encuentran operativos y se debiese evaluar reemplazar las actuales calderas por calderas aptas para biogás. Al operar sólo las calderas (no así los calentadores de aire y lámparas de gas) existe un resguardo de las condiciones atmosféricas al interior de pabellones las cuales son un factor crítico en la crianza de los cerdos.

Para la combustión de biogás al interior de los planteles la remoción de  $H_2S$  debe realizarse necesariamente. La combustión sin previa remoción de  $H_2S$  origina  $SO_2$ , un contaminante atmosférico que al interaccionar con la humedad del ambiente origina aerosoles de carácter ácido ( $H_2SO_4$ ) altamente corrosivos. Su presencia afectaría estructuras, y lo más relevante, la salud de los cerdos, inclusive pudiéndose registrar aumentos en las tasas de mortalidad al interior de los planteles. Mantener condiciones atmosféricas óptimas al interior de los pabellones es primordial para la crianza porcina. La incertidumbre respecto de las condiciones que se generarían mediante combustión directa del biogás en pabellones, inclusive una vez libre de

libre de H<sub>2</sub>S (bajo sistemas tradicionales nunca se alcanza remoción absoluta), reafirma que la utilización de calderas como la mejor manera de emplear el biogás para fines de calefacción.

En teoría sería posible eliminar el consumo de GLP por efecto de operación de calderas en el sector de Sitio 4, Sitio 5 y Sitio 7. La calefacción mediante calderas de agua caliente pudiese ser una alternativa interesante de materializar, en especial, en biodigestores fríos evaluados (Sitios 4, 5 y 7). La vía de implementación de esta tecnología pasa necesariamente por el desarrollo de un proyecto piloto asociado al grupo N°23 del Sitio 4, donde se debiese desarrollar y dominar la tecnología previo a su implementación en los grupos restantes, en pos de determinar parámetros de operación, analizar como responden los equipos y evaluar si es posible alcanzar niveles aceptables de calor. La elección del grupo N°23 pasa por ofrecer los indicadores económicos más destacados de todos los sectores evaluados (TIR =82%, Lochinvar). Una vez estudiado en profundidad las implicancias de la tecnología se podría evaluar su masificación al resto de los pabellones.

En términos de factibilidad técnico-económica, calefacción en base a biogás en Sitio 4 (TIR =53%, VAN =863.053 US\$), Sitio 5 (TIR =57%, VAN =357.111 US\$) y Sitio 7 (TIR =47%, VAN =490.108 US\$) se perfila como la alternativa más atractiva a desarrollar; en vista de los significativos ahorros y la cercanía relativa de los grupos al digestor. Una vez alcanzado un manejo adecuado de la tecnología de calefacción mediante sistemas de biogás, de la evaluación se desprende que mediante la conversión de los grupos se obtendrían amplios beneficios tanto ambientales como económicos.

En caso de implementarse la conversión a biogás de los grupos propuestos debe ajustarse a la caldera una tubería con altura suficiente como para asegurar una buena dispersión de los productos de combustión del biogás, en particular si no se pretende implementar remoción de H<sub>2</sub>S.

En sistemas de remoción de H<sub>2</sub>S se tiene que el sistema biológico de Bigadan se perfila como la mejor opción en términos técnico-económicos de todas las opciones evaluadas. Especialmente si se considera que los costos pudiesen disminuir aun más en caso de tan sólo importar la ingeniería de los sistemas y elaborar en Chile los equipos. En igual situación se encuentra el ofrecimiento de TBE quienes poseen costos similares a los de Bigadan y también manifiestan interés en importar la ingeniería. Estos sistemas serían requeridos en caso de existir interés por desarrollar sistemas de calefacción con combustión de biogás al interior de pabellones (resguardar la salud de los cerdos y la infraestructura de pabellones) y para cogeneración (sólo Waukesha).

Efectivamente un sistema de cogeneración puede operar en base a “biogás sucio”, sin requerir remover H<sub>2</sub>S, al mantener la temperatura por sobre el punto de condensación de los vapores ácidos. Sin embargo este régimen debe ser interrumpido eventualmente y los motores son sometidos a condiciones de mayor desgaste inevitablemente. Como se observó en las evaluaciones económicas los costos de mantención de los motores en ausencia de sistemas de remoción de H<sub>2</sub>S son virtualmente el doble que aquellos que si los poseen.

Entre las diversas opciones presentadas para efecto de cogeneración se destacan tres firmas: Waukesha, Ener-G y Deutz. En vista que el análisis económico se hace insostenible para los equipos presentados por Finning Power Systems (Caterpillar).

Waukesha presenta la ventaja que sus motores son especialmente diseñados para la operación en base a combustibles gaseosos y cuenta con gran experiencia en cogeneración en base a biogás a nivel mundial. Ener-G pudiese presentar costos adicionales por efecto del envío de técnicos desde Inglaterra, pero por otra parte ofrece un sistema altamente automatizado. Por su parte Deutz, aparece como una opción atractiva aunque cabe mencionar que en la actualidad no se cuenta con servicio técnico ni motores instalados en Chile, situación que se revertiría en caso de optar por sus servicios. De acuerdo a las evaluaciones económicas realizadas la cogeneración es una opción atractiva de llevar a cabo en los biodigestores calientes. La cogeneración en el contexto de Agrícola Super Ltda. es una alternativa en vista que existe demanda interna suficiente como para utilizar toda la energía generada.

La cogeneración no es satisfactoria para digestores fríos. La situación se explica por efecto del menor ahorro ligado a los bajos caudales de biogás (menos de 5.000 m<sup>3</sup>/día); en conjunto con la escasa diferencia en términos de inversión en comparación con los equipos evaluados para los digestores calientes, lo anterior inviabiliza la alternativa para los digestores fríos.

Como comentario adicional se recalca que Ted Landers, vice-presidente del área ingeniería de Perennial Energy manifestó cierta incertidumbre ligada a la operación de motores Deutz. En su experiencia había observado problemas de operación en motores instalados en rellenos sanitarios en USA. Se debe mencionar que dependiendo de la materia que genera el biogás, éste puede ser más o menos agresivo, siendo el biogás de rellenos sanitarios uno de los más agresivos en vista que se compone adicionalmente de metales, compuestos halogenados y siloxanos. Situación que no es el caso del biogás generado en Agrícola Super.

En caso de implementarse cogeneración, y que el calor recuperado del motor fuese destinado a mantener el digester en torno a los 35 °C, las actuales calderas emplazadas en Sitio 1, Sitio 2 y Sitio 3 entre otros sectores pudiesen emplearse para idear un sistema de calefacción en base a agua caliente. La idea surge ya que las calderas quedarían sin un uso eficiente puesto que su labor sería remplazada por el sistema de recuperación de calor. La materia debe ser estudiada en una etapa posterior dado que se encuentra sujeta a la implementación de cogeneración en los digestores calientes.

Se debiera considerar la optimización del funcionamiento actual de los biodigestores, en especial el caso de Sitio 1, ya que de operar éstos en torno a sus valores de diseño se podría llegar a instalar sistemas de cogeneración de mayor capacidad y lo que se traduce en un mayor ahorro en el largo plazo. La estabilidad en la operación de los digestores es un factor determinante en las alternativas de utilización del biogás, puesto que de existir problemas se compromete el suministro de combustible ya sea para calefacción, y en particular para cogeneración donde se consume virtualmente todo el biogás generado.

Como mecanismo de financiamiento de un proyecto de esta envergadura se postula al mecanismo de desarrollo limpio (MDL) como una alternativa seria a considerar. Lo anterior se sustenta dado que tanto mediante cogeneración como por efectos de calefacción se desplazan combustibles fósiles que alimentan al Sistema Interconectado Central (SIC) para la generación eléctrica o que se dejan de consumir en el caso del GLP (calefacción). El proyecto pudiese insertarse en el mecanismo como un proyecto de pequeña escala, donde existen las metodologías para desarrollar la iniciativa. Téngase presente que los proyectos de pequeña escala son actividades

comparativamente más fáciles de ejecutar que un proyecto de gran escala. De modo de entregar una referencia de los potenciales beneficios a los que se puede, se expone que para el caso de generar un 1MWe (caso digestores calientes) existiría una reducción de emisiones equivalentes a **5.318 ton CO<sub>2</sub>/año** equivalente a 37.226 US\$/año (asumiendo 7 US\$ Ton CO<sub>2</sub> eq.); mientras en el caso de reemplazar el consumo declarado de GLP existente para los grupos de Sitio 4 durante 2.004 (322.929 kg GLP/año) sería factible acceder a reducir emisiones por un monto equivalente a **952 ton CO<sub>2</sub>/año**, equivalente a 9.520 US\$/año.

En definitiva se han cumplido a cabalidad los objetivos propuestos. Se evaluaron las opciones posibles de utilización del biogás para el particular contexto de Agrícola Súper Ltda. Estas se detallaron en términos técnicos, se contactó a quienes proveen los servicios, se cotizó, y posteriormente evaluó las distintas opciones. De acuerdo a los resultados explicitados en el presente informe, de existir interés, se recomienda materializar las alternativas de cogeneración para los biodigestores calientes (Sitio 1, Sitio 2 y Sitio 3) y comenzar a desarrollar las tecnologías de calefacción en los grupos ligados a los digestores fríos de Sitio 4, Sitio 5 y Sitio 7; mientras Sitio 6 y Sitio 8 debieran continuar con su actual sistema de manejo momentáneamente.

El presente informe concluye el proyecto habiéndose consolidado contacto con diversos proveedores de equipos, dilucidado las alternativas más adecuadas a evaluar por zona, y obtenidas cotizaciones de equipos para evaluar su implementación. Siendo la evaluación económica la herramienta clave que soporta cualquier decisión posterior. De esta manera se expone el cumplimiento de los objetivos planteados al inicio del estudio.

Finalmente cabe destacar que la utilización del biogás logra un beneficio ambiental adicional a los ya alcanzados por la compañía; al eventualmente no sólo generar biogás en sistemas de tratamiento avanzado, sino también utilizar una energía renovable como lo es el biogás. El empleo de biogás eleva los estándares ambientales de la empresa, es señal de compromiso con el medio ambiente, hecho que se materializa como una imagen corporativa positiva y un ejemplo al resto del sector productivo.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- Abarzua, Aldo. Enero - Julio 2005. Coordinador de Proyectos, Poch Ingeniería. Entrevista Personal.
- Alfons Schulte-Schulze Berndt. Biogas Upgrading with PSA and Hydrogen Reforming Technology. RUTGERS CarboTech Engineering, Essen.
- Allan K. Chambers and Ian Potter. 2002. Gas Utilization from Sewage Waste
- BABA Ltd. 1987. A Survey of Existing Methods of Biogas Scrubbing and Utilization.
- Bethell, Warwick. Febrero – Marzo 2005. Technical Director de Flotech, Suecia. Contactos vía e-mail con Poch Ambiental.
- Biogas Applications for Large Dairy Operations: Alternatives to Conventional Engine-Generators. 2001. Cornell Cooperative Extension Association of Wyoming Country.
- Buchhave, Karsten. Febrero – Marzo 2005. Ingeniero perteneciente a Bigadan, Dinamarca. Contactos vía e-mail con Poch Ambiental.
- Bustamante, Romedil. Febrero – Marzo 2005. Coordinador de Proyectos, Poch Ingeniería. Entrevista Personal.
- Correa P. Francisco. Febrero – Marzo 2005. Jefe de División Waukesha Engines, Chile. Entrevista personal.
- Crynes, B. L., 1978. Ed. Chemical Reactions as a Means of Separation: Sulfur Removal. Chemical Processing and Engineering Series.
- Dresser-Waukesha. 1986. Cogeneration Handbook.
- Dresser-Waukesha. 1999. Digester Gas, Premium Gas Engine Fuel..
- EC Save Programme. March 2001. EDUCOGEN, The European Education Tool on Energy-Efficiency through the Use of Cogeneration. A Guide to Cogeneration. Disponible en: [www.cogen.org/Downloadables/Projects/EDUCOGEN\\_Publishable\\_Report.pdf](http://www.cogen.org/Downloadables/Projects/EDUCOGEN_Publishable_Report.pdf)
- Eco-efficiency for Australian dairy processors, Fact sheet 5: Biogas. Disponible en: <http://www.dpec.com.au/dmefpub/Ecofact05.pdf>
- Eichenlaub, Volker. Enero – Marzo 2005. Ingeniero perteneciente a Carbotech, Alemania. Contactos vía e-mail con Poch Ambiental.

- Engine-Generators. 2001. Cornell Cooperative Extension Association of Wyoming Country.
- Freire, Diego. Enero – Marzo 2005. Ingeniero de Ventas de Flargent, Argentina.
- Fritz Simicich, Harry. Febrero 2005. Gerencia de Desarrollo Empresas Lipigas S.A. Conferencias telefónicas.
- Hagen Martin et al. February 2001. Adding Gas from Biomass to the Gas Grid; Final Report.
- IEA Bioenergy, Biogas Upgrading and Utilization.
- Koelsch, R.K. et al. 1989. Anaerobic Digesters for Dairy Farms. Cornell University Resource Center, Ithaca, NY.
- Nagamani and K. Ramasamy. Biogas Production Technology: An Indian Perspective. Disponible en: [www.ias.ac.in/cursci/jul10/articles13.htm](http://www.ias.ac.in/cursci/jul10/articles13.htm)
- McKinsey Zicari, Steven. January, 2003. Removal of Hydrogen Sulfide From Biogas Using Cow-Manure Compost.
- Merkenhof, Roy. Marzo, 2005. Managing Director de Thermobile.
- Metcalf & Eddy.1991. Wastewater Engineering Treatment, Disposal, and Reuse; 3<sup>rd</sup> ed, McGraw-Hill.
- Mirdadian, David. Marzo, 2005. Business Development Manager perteneciente a NATCOGROUP USA.
- Obando, Hector. Ingeniero de Ventas, Finning Power Systems. Entrevista personal.
- Ostrem M Karena. et al. Combining Anaerobic Digestion and Waste-To-Energy. Earth Engineering Center, Columbia University.
- RIS International. November 2002. Generating Biogas from Source Separated Organic Wastes for Energy Production.
- Seminario “Promoción de Tecnologías de Eficiencia Energética y Fuentes Renovables”. Febrero, 2005. Dr. Francisco Negroni, GAMMA Ingeniería.
- Stevens, M. A. & Schulte, D. D., 1979. Low Temperature Digestion of Swine Manure, J. Environ. Eng. Div. ASCE, 105 (EE1), pg. 33-42.
- Tjalfe G. Poulsen. June 2003. Solid Waste Management, Aalborg University.

- U.S. EPA. July 1997. The AgSTAR Handbook: A Manual for Developing Biogas Systems at Commercial Farms in the United States. Disponible en: [www.epa.gov/agstar](http://www.epa.gov/agstar)
- U.S. EPA. September 1996. Turning a liability into an asset: A Landfill Gas-to-Energy Project Development Handbook.
- Werner Kossmann & Stefan Habermehl. Biogas Digest. Volume I. Disponible en: [www.gtz.de/de/dokumente/en-biogas-volume4.pdf](http://www.gtz.de/de/dokumente/en-biogas-volume4.pdf)
- Van Alphen, Adri. Febrero – Marzo 2005. Ingeniero perteneciente a Alke, Holanda. Contactos vía e-mail con Poch Ambiental.
- Vergara, Ana Luisa. Santiago, Chile, 2002. Pre-factibilidad técnica y económica de un sistema de purificación y utilización del biogás generado en el relleno sanitario loma los colorados.

