



TESIS DE GRADO DE INGENIERIA INDUSTRIAL

**SISTEMA DE APROVECHAMIENTO DEL BIOGAS EN
CALDERAS**

Autor : Federico Svensen

Director de tesis: Ivan Vilaboa

“A mi familia, amigos y a mi tutor que me acompañaron en cada detalle de este trabajo”

Resumen Ejecutivo

El objetivo de este proyecto es el de mejorar el consumo de energía (gas y energía eléctrica) mediante la utilización de biogas, generado por la Planta de Tratamiento de Efluentes.

Existen dos reactores anaeróbicos donde se genera biogás por la degradación de la materia orgánica procesada.

El gas generado está compuesto por entre un 70 a 85 % de Metano y el resto es esencialmente CO₂ con trazas de compuestos azufrados que le dan su penetrante olor característico.

La generación de biogás dentro del reactor presuriza el interior de los mismos.

A fin de que la presión no alcance niveles excesivos se debe extraer el gas del interior.

El gas debe ser quemado a fin de que no afecte el medioambiente porque ambos compuestos son gases de efecto invernadero.

En estas condiciones es posible su utilización como gas de combustión para las calderas en reemplazo del gas natural o del fuel oil.

Executive Summary

The objective of this project is to improve the consumption of energy (gas and electricity) through the use of biogas generated by the Wastewater Treatment Plant.

Nowadays there are two anaerobic reactors installed in the brewery which generate biogas for the degradation of organic matter processed

This gas is composed of 70 to 85% methane and the rest is essentially CO₂ with traces of sulfur compounds that give its characteristic tang.

The generation of biogas pressurizes the reactors.

In order for the pressure not to reach excessive levels, the gas inside must be removed.

Then it is burnt so that it does not affect the environment because both compounds are greenhouse gases.

Under these conditions it is possible to use as fuel gas for the boilers to replace natural gas or fuel oil.

Tabla de Contenido

CAPITULO 1 “ESTUDIO DE MERCADO”	8
1.1. Abstract.....	8
1.2. Introducción al mercado	8
1.3. Background del Mercado	9
1.3.1. Historia del Mercado Consumidor y Mercado Proveedor de Gas Natural	9
1.3.2. Reservas y Producción	10
1.3.3. Transporte.....	11
1.3.4. Consumo final	11
1.3.5. La evolución del gas	13
1.3.6. Más precio, más pozos, menos gas.....	15
1.3.7. Límites a la energía subsidiada	16
1.3.8. Consumo de Gas de Planta Quilmes	17
1.4. Variable de control para la ejecución del proyecto	18
1.4.1. Consumo de Fuel Oil de Planta Quilmes.....	22
1.4.2. Ratios entre ahorro generado durante el consumo de Gas Natural y Fuel Oil	24
1.4.3. Caso especial.....	25
1.5. Conclusión Final del Capítulo 1	26
CAPITULO 2 “ESTUDIO DE INGENIERIA”	27
2.1. Introducción a la Ingeniería.....	27
2.2. General.....	28
2.3. Datos de diseño.....	28
2.4. Toma y cañerías de biogás	29
2.5. Lavado de gases.....	29
2.6. Compresión.....	30
2.7. Pulmón.....	31
2.8. Estación reguladora caldera.....	31
2.9. Cañería interconexión a caldera	32

2.10.Ingeniería.....	33
2.11.Disposiciones complementarias	33
2.11.1.Pintura.....	33
2.11.2.Soportes	34
2.12.Ensayos y pruebas	34
2.12.1.Tanques pulmón	34
2.12.2.Cañería media presión	34
2.12.3.Cañería de baja presión	35
2.12.4.Fuerza motriz	35
2.12.5.Control	35
2.13.Área captación y compresión	36
2.13.1.Área caldera.....	36
2.14.Canalizaciones y cableado.....	36
2.15.Transporte de Biogas mediante soplantes Vs Compresores	37
2.15.1.Propuesta.....	37
2.15.2.Descripción del sistema a utilizar	39
2.15.3.Modos automático	40
2.15.4.Modos manual.....	41
2.15.5.Enclavamientos.....	42
2.16.Análisis de composición del BIOGAS.....	43
2.17.Modificación Caldera Descripción de Lógica de Operación Biogas	44
2.17.1.Operación de Encendido Biogas Caldera	44
2.17.2.Funcionamiento del sistema de control de la caldera con Biogas.....	45
2.17.3.Parametrización de Biogas de la Caldera.....	45
CAPITULO 3 “ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO”	47
3.1.Introducción al estudio Económico Financiero.....	47
3.2.Identificación del Proyecto.....	47
3.3.Escenario de costos.....	49
3.3.1.Costos Actuales.....	49

3.3.2. Costos futuros.....	50
3.4. Financiación	50
3.5. Estrategia comercial	51
3.6. Análisis de fondos requeridos	51
3.6.1. Factores que limitan la vida útil de los activos	52
3.7. Cronograma de Inversiones.....	53
3.8. Flujo de Fondos del Proyecto.....	53
3.9. VAN.....	54
3.9.1. VAN calculado con la tasa WACC.....	55
3.10. TIR y ROI.....	57
3.11. TOR y Efecto Palanca	58
3.12. VAE	58
3.13. Relación Costo/Beneficio e Índice de rentabilidad	59
3.14. Sensibilidad de un proyecto	60
3.15. Identificación de variables de riesgo	61
3.16. Variación del precio del gas, fuel oil y demanda anual de cerveza	61
3.16.1. Incluyendo en el análisis el precio de la electricidad durante ambos consumos.....	65
3.17. Variando el tipo de cambio	67
3.18. Variación del Riesgo País.....	69
3.19. Variando las Inversiones	69
3.20. Caso de mitigación de Riesgos	71
3.21. Conclusiones Final	72
ANEXOS	73
Anexos Estudio de Mercado	73
Anexos Estudio de Ingeniería.....	77
Anexo Estudio Economico Financiero.....	86

CAPITULO 1 “ESTUDIO DE MERCADO”

Palabras Clave: precio gas, Cervecería Quilmes, precio fuel oil, biogas, precio electricidad.

1.1. Abstract

En el próximo proyecto se demostrará por medio de un proceso de reingeniería la optimización de los insumos y mejora del consumo de energía (gas y fuel oil) mediante la utilización de biogás. Este proceso generara ahorros a la compañía y una mejora en el medio ambiente.

1.2. Introducción al mercado

El Biogas es generado en la Planta de Tratamiento de Efluentes que como se puede observar en la siguiente foto se encuentra a unos 500 metros de la cervecería.



Vista Área Planta Quilmes, Planta de TE (tratamiento de efluentes) y Barrio Otto Bemberg

El Biogas es un producto que se obtiene de la descomposición anaeróbica en el tratamiento de efluentes. Actualmente existen dos reactores anaeróbicos donde se genera biogás por la degradación de la materia orgánica procesada.

Este combustible generado de esta reacción es quemado a fin de que no afecte el medioambiente porque ambos compuestos son gases de efecto invernadero.

Una vez finalizado el proyecto se espera que el Biogas pueda ser quemado en las calderas, esto siempre aprovechando el poder calorífico del gas.

La Planta de Tratamiento de Efluentes en Planta Quilmes genera en su etapa anaeróbica, una mezcla de gases compuestos principalmente por metano en una proporción entre el 70 y 80 % con un poder calorífico de aprox. 4500 Kcal. / 5500 Kcal. por metro cúbico.

En estas condiciones es posible su utilización como gas de combustión para las calderas en reemplazo del gas natural o del fuel oil.

La Propuesta es entonces instalar equipos de aspiración, impulsión y conducción para adecuar el gas a las condiciones de funcionamiento de las calderas.

Por lo tanto los ahorros se basan en la utilización del Biogás en concepto de reducción de gas y de fuel oil. Es importante mencionar que los consumos de Gas se dan dentro del periodo que va desde agosto hasta mayo y para el consumo de Fuel Oil, durante el periodo de Junio Julio que es donde se generan las paradas de Planta y por lo tanto la utilización de las calderas se reduce.

1.3. Background del Mercado

Para poder tener un breve conocimiento del mercado, se detallan algunos puntos importantes del mercado del gas a partir del cual se desprenderán los análisis para ubicar el proyecto como potencialmente aceptable. Así mismo, será el disparador en el cálculo de costos a futuro a tener en cuenta.

1.3.1. Historia del Mercado Consumidor y Mercado Proveedor de Gas Natural

El gas natural es el recurso energético más importante de nuestro país. El nivel de reservas comprobadas actuales se ubican en segundo lugar en América Latina, detrás de Venezuela y muestra un horizonte de alrededor de 20 años a los actuales niveles de consumo.

La Argentina tiene un mercado maduro en cuanto a la utilización del gas natural se refiere.

El proceso de transformación del sector del gas comenzó en el año 1992, con la privatización de Gas del Estado y la conversión de la corporación pública en ocho empresas distribuidoras y dos transportistas.

La industria del gas en Argentina se encuentra dividida, desde el proceso de Reforma del Estado, en tres segmentos diferentes: la producción, el transporte y la distribución.

La producción de gas natural está organizada como una actividad competitiva en el contexto de un mercado mayorista en el cual los productores, distribuidores y grandes

usuarios realizan sus transacciones económicas con entera libertad para establecer sus precios y condiciones.

Para el gas, por tratarse de un hidrocarburo, rige el principio de libre disponibilidad de los recursos establecidos en oportunidad de la desregulación y privatización del sector petrolero.

En cambio, las etapas de transporte y distribución se encuentran reguladas, debido a que se tratan de actividades de "monopolio natural".

Para el transporte del gas se estableció el principio de "libre acceso" de terceros. Ello significa que se aplica una tarifa regulada para el transporte del fluido sin discriminación. Para asegurar una mayor transparencia, se fijó la prohibición para todos los transportistas de realizar operaciones de compra/venta de gas, con la excepción de aquellas compras para su propio consumo y de los volúmenes necesarios para mantener en funcionamiento las instalaciones del sistema de transporte.

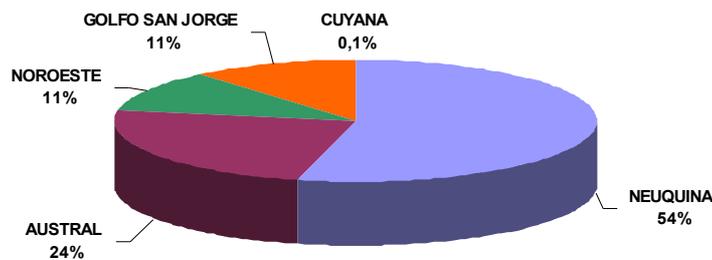
Para la etapa de distribución es de aplicación también el principio de libre acceso antes mencionado quedando las tarifas reguladas y controladas; los usuarios tienen precios máximos para sus consumos finales. Las empresas de distribución, a efectos de abastecer a sus propios mercados, deben suscribir contratos de suministros con los productores y contratar la capacidad de transporte con las empresas transportistas.

Para asegurar la competencia se permite a los grandes usuarios negociar su abastecimiento en forma directa con los productores, a condición de acordar una tarifa de peaje con el distribuidor que corresponda a su área "by pass".

1.3.2. Reservas y Producción

Argentina cuenta con 24 cuencas sedimentarias, de las cuales cinco son las productivas: Neuquina, Austral, Noroeste, Golfo San Jorge y Cuyana.

Las reservas comprobadas de gas natural totalizan unos 690 billones de metros cúbicos con la siguiente distribución por cuenca sedimentaria (Cuyana, Golfo San Jorge, Neuquina, Austral y Noroeste):



Enargas , datos al 07/2010

Por otra parte, el stock final de reservas de gas natural (comprobadas, probables y posibles) estimado sobre la base de conocimiento actual de las cuencas productivas se estima en 1300 billones de metros cúbicos (1999).

1.3.3. Transporte

En la nueva configuración de la industria del gas natural existen dos empresas transportistas troncales para los subsistemas Norte (T.G.N.) y Sur (T.G.S.).

La capacidad nominal de la red de transporte troncal es de 87,8 MM metros cúbicos diarios.

1.3.4. Consumo final

En la etapa de distribución existen 10 compañías que abastecen a todo los puntos del país:

1. Camuzzi Gas del Sur
2. Camuzzi Gas Pampeana
3. Distribuidora de Gas Cuyana
4. Distribuidora de Gas Centro
5. Distribuidora GasNEA
6. Gas Natural Ban
7. Gasnor
8. Litoral Gas
9. Metrogas
10. Redengas

El consumo de gas natural por habitante es de alrededor de 754 metros cúbicos anuales por habitante.

Básicamente, el incremento de la demanda final en los últimos años se debe al consumo de las usinas de generación eléctrica, industria y transporte con la utilización del gas natural comprimido (G.N.C.).

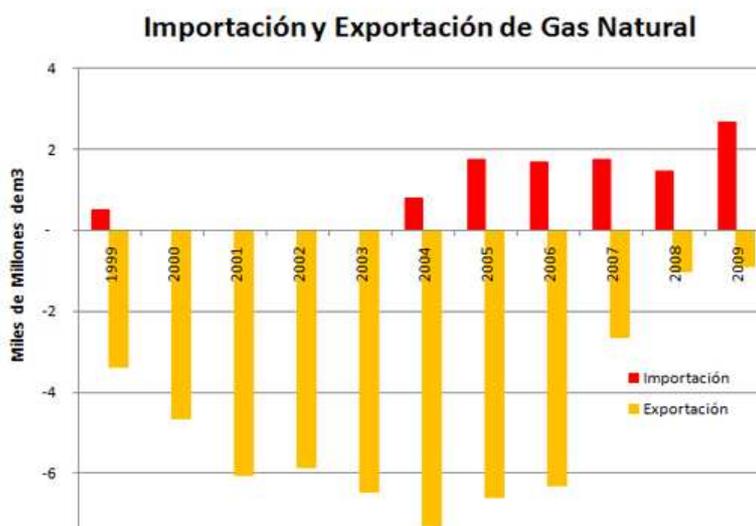
Pasando al rubro Industrial, a continuación se muestra como se distribuye el consumo de gas por Industria. En donde se puede visualizar que los grandes consumidores son los del rubro **Siderúrgica, Cementera, Petroquímica y Química.**

Con respecto al rubro de bebidas, este alcanza el 1,3% del total, es decir, el 0,11 MM m³ diarios.

Rama Actividad	Gas Entregado
Otras industrias (1)	17,8%
Siderúrgica	16,5%
Cementera	10,1%
Alimenticia	9,0%
Petroquímica	8,4%
Aceitera	7,4%
Química	6,3%
Metalúrgica no ferrosa	5,9%
Cerámica	4,6%
Celulósica y papelera	4,3%
Cristalería	3,4%
Textil	1,4%
Bebidas	1,3%
Fundición de metales ferrosos	0,9%
Automotriz	0,7%
Frigorífica	0,7%
Caucho y plástico	0,6%
Maderera	0,4%
Cuero	0,3%

Consumo de gas por Industria.

En los últimos 3 años, se instalado lo que hoy conocemos como “la crisis energética” esto hace a la falta de recursos naturales para abastecer a los grandes y pequeños consumidores. Es por esto que en cuadro siguiente se puede ver como en los últimos años la exportación de gas natural se vio restringida por este caso y como se vio incrementado la importación de gas (Bolivia es hoy uno de los principales proveedores de gas natural).



Exportación e Importación de Gas Natural en MM de m3.

1.3.5. La evolución del gas

Durante buena parte del período previo a la privatización, Gas del Estado establecía tarifas del gas que podían encontrarse incluso por debajo de los costos operativos, en la medida en que se establecía que la rentabilidad del petróleo compensaría las pérdidas del gas. En ese entonces, la tarifa interna del gas era baja y resultaba en un beneficio extra para las industrias consumidoras. Hacia comienzos de la década de 1970, el gas natural se comercializaba en la Argentina a un precio 6 veces inferior que en EE.UU. Las bajas tarifas del gas implicaban una transferencia directa a los capitales que operaban en el interior en la medida en que podían acceder a fuentes de energía más baratas.

Sin embargo, el precio interno del gas dio un salto importante a partir de 1977. En dicho año, y gracias al descubrimiento del importante yacimiento gasífero de Loma de la Lata, en Neuquén, la producción nacional de gas dejó de estar subordinada a la del petróleo. Con el nuevo descubrimiento, las reservas de gas superaban, en términos de capacidad energética equivalente, a las petroleras. Bajo estas nuevas condiciones, el gas ya no podía seguir siendo “regalado”. Por lo tanto, en la medida en que el gas pasaba a convertirse en un negocio en sí mismo, paradójicamente, el descubrimiento de esta importante reserva trajo consigo una adecuación hacia arriba de su precio interno, que se quintuplicó. De todas formas, la suba internacional de los precios de la energía ocurrida durante la segunda mitad de los años setenta, provocó que se mantuviera la diferencia entre el gas local y el norteamericano.

A partir de la privatización de la industria hidrocarburífera en los noventa, se registró una suba general de los precios internos de los combustibles que llevó a una alineación con respecto a los precios internacionales y permitió la valorización de los activos de las privatizadas. En el caso del petróleo, el precio del crudo interno pasó a

referenciarse con el barril que se negocia en los EE.UU. En el caso del gas natural, más que alinearse al precio del gas en los otros mercados, la alineación se produjo con la variación internacional del precio de los insumos. En este sentido, a partir de la privatización, las variaciones del precio interno del gas dejaron de estar determinadas por el Estado como una forma de subsidio hacia el mercado interno y comenzaron a seguir las oscilaciones del índice de precios mayoristas de los EE.UU.

De todas formas, vale aclarar que más allá de lo que sucediese con las oscilaciones, el nivel de precios internos del gas nunca llegó a alcanzar los precios a los cuales se comercializaban en otros mercados como el europeo o estadounidense. El precio del gas, durante la década de 1990, se ubicó por debajo de los precios vigentes en el mercado estadounidense y europeo. Salvo durante 1998, que por impacto de la crisis asiática los precios del gas y el petróleo a nivel mundial cayeron (acercándolos a los precios locales), por regla general, el gas argentino tendió a venderse a un precio que se ubicaba a la mitad del precio europeo y norteamericano (y la tercera parte de aquellos mercados como el japonés que deben abastecerse de gas licuado). Cabe señalar que a nivel de los hogares, la alineación de los combustibles locales con valores internacionales no se sintió tanto en la medida en que la sobrevaluación del peso, mediante el 1 a 1, implicaba una transferencia que, financiada con endeudamiento, hacía más accesible todo aquello que estuviera nominado en dólares.

Durante la década de 1990, la producción de gas se expandió y hacia 1998 se encontraba en operación la red de gasoductos que conectaban los yacimientos argentinos con el mercado chileno. Desde entonces la producción para exportación comenzó a incrementarse. A su vez, con la crisis del 2001, ni las exportaciones, ni el consumo total interno se contrajeron de manera apreciable. Por lo cual, la producción continuó expandiéndose sin freno. Hacia 2005 la Argentina consumía el doble de gas que en 1990 y se había colocado como el mayor productor de Latinoamérica, superando a México, Venezuela y Bolivia, aunque con reservas menores a los primeros dos. En este contexto, la magnitud de reservas se contrajo de manera notable, tanto en términos absolutos, como en términos de horizonte de años. La vida útil de las reservas cayó de casi veinte años en 2000 a 10 a finales de 2008. En la actualidad, salvo las cuencas Noroeste y San Jorge cuyo aporte a la producción gasífera es menor, las cuencas argentinas están en contracción. El caso más grave es el de la cuenca neuquina cuyo aporte es mayoritario y su producción se contrajo en un 1,4% sólo durante 2008.

El estallido de la convertibilidad, la crisis del 2001 y la devaluación tuvieron un impacto notorio en el precio en dólares del gas argentino, el cual se desplomó en un contexto en que a nivel internacional el precio de la energía comenzaba un ciclo ascendente. Si bien, luego de la abrupta caída del 2002 hubo una recuperación del precio medido en dólares, corrió muy por detrás de inflación internacional y del precio del gas del resto de los mercados.

En la actualidad, el millón de BTU se vende en torno a los 2 dólares en la Argentina, mientras que en Canadá cuesta 8 dólares, en EE.UU. 8,85 dólares, 11 dólares en Inglaterra y casi 13 dólares en el resto de Europa. Esto tiene su correlato en las tarifas de electricidad, las cuales en la Argentina apenas representan el 30% del valor de las tarifas de referencia regional e internacional.

1.3.6. Más precio, más pozos, menos gas

Los límites de la producción gasífera nacional llevaron a reducir las exportaciones a Chile, sobre todo a partir de 2006. A su vez, se debieron cubrir los faltantes de gas con importaciones que introducen gas al mercado interno con precios mayores. Mientras el gas natural a boca de pozo de los yacimientos argentinos tiene un precio promedio de 0,6 dólares por millón de BTU, la misma cantidad proveniente desde Bolivia ronda los 8 dólares y el gas licuado que llega al puerto de Bahía Blanca, casi 15 dólares. Las diferencias de costo interno del gas debieron ser cubiertas con subsidios provistos por el Estado. Sin embargo, la situación se agravó día a día debido a que los límites actuales de la producción nacional exigen importaciones crecientes. En el corriente año, sólo hasta el mes de junio, debió importarse un 36% más gas que en todo el 2008. Frente a esta situación y en un contexto en el cual, las posibilidades de cubrir los costos crecientes con subsidios se agotan.

En este contexto, la promesa de eliminar los subsidios implica una adecuación de precios que no sólo deberá financiar las crecientes importaciones, sino la construcción de infraestructura necesaria para poder ampliar las importaciones. Mientras la Argentina se va quedando con una infraestructura de exportación de ociosa, los ductos de importación desde Bolivia resultan cada vez más insuficientes. Para el 2012, será necesario agregar al gasoducto existente con capacidad de 10 millones de metros cúbicos diarios, uno nuevo con capacidad de 20 millones. Hacia el 2015 se estima que será necesario contar con una capacidad de 45 millones de metros cúbicos.

El cuello de botella energético y la imposibilidad de seguir contando con energía barata expresa el límite de la producción del gas más fácil de extraer y menos costoso. Las posibilidades de recuperación de reservas en la Argentina están ligadas al trabajo con reservas más costosas que pertenecen a lo que se denomina como tight gas (Ver Anexo). Al estar ubicado a áreas de drenaje de menor tamaño, el tight gas implica una mayor cantidad de pozos de menor rendimiento. Por ejemplo, la explotación de esta clase de yacimientos demandó en Canadá de la perforación de hasta 8 veces mayor cantidad de pozos que el gas convencional y en los Estados Unidos hasta 30 veces más. Se estima que existen este tipo de reservas en la cuenca neuquina que podría resultar una alternativa que si bien será más costosa que el gas actual, será más barata que la importación de Bolivia. Otra alternativa posible es lo que se conoce como shale gas, que son reservorios ubicados en la roca madre del yacimiento y cuya exploración requiere de montos mayores de inversión. En los dos casos, el efecto que pueda haber en términos de recuperación de la producción nacional, no será inmediato. Cualquier intento de expandir las reservas, además de requerir una suba interna de los precios, deberá esperar algunos años a que dichas reservas puedan descubrirse, desarrollarse y explotarse.

1.3.7.Límites a la energía subsidiada

La eliminación del subsidio al gas, que alcanza los \$1.400 millones, se traducirá en lo inmediato en un incremento tarifario. Según estimaciones del gobierno, en primera instancia no alcanzaría a más de un 1,5% de las industrias que representan el 10% del consumo interno. Este aumento se verá reflejado en los hogares que estén encuadrados bajo la categoría de consumo medio/alto en adelante, quienes pagan tarifas con hasta un 400% de aumento. Según el gobierno, el incremento recae sobre los hogares de mayor poder adquisitivo, aunque esto no es así. El aumento tarifario también impacta sobre aquellos hogares más pobres en los cuales, al vivir familias enteras en una misma casa, el consumo de gas es más alto. La obtención del “certificado de pobre” no sólo representó un problema por la cantidad de tiempo que demandaban los trámites, sino también por los requisitos exigidos, como por ejemplo, no contar con ningún servicio de Internet, ni de cable, ni de telefonía fija o celular.

Si bien, el aumento del precio del gas no incluye a las centrales eléctricas, por lo que en lo inmediato no se traslada a las tarifas de electricidad, se pone de manifiesto el agotamiento del esquema de subsidios que se elaboró a partir de la devaluación del 2002. En la medida en que la producción gasífera se vuelva más costosa, los precios internos de la electricidad deberán subir. Además, vale recordar que el reciente anuncio acerca de las tarifas de gas fue antecedido por anuncios de incrementos en los precios del transporte, a comienzos de 2009, y de subas en electricidad durante el 2008. Subas que obedecen a un proceso más general de desmantelamiento del aparato de subsidios que impactará de manera violenta sobre los bolsillos de la clase obrera, cuyo salario pareciera ser el único precio que el gobierno no está dispuesto a actualizar.

Por último, cabe señalar que detrás de estas medidas se pone de manifiesto un problema más general en el plano energético. El agotamiento de las reservas gasíferas menos costosas marca un límite histórico a la posibilidad de garantizar energía barata hacia el mercado interno. Lo cual, pone fin a un mecanismo de transferencia hacia los capitales locales que por esta vía, y otras más, compensaron su menor escala y productividad para competir en el mercado mundial. En este sentido, la situación de los hidrocarburos en la Argentina, en un contexto recesivo como el actual, se presenta como una dificultad que compromete cada vez más al conjunto de los capitales que operan en el país.

Luego de Loma de la Lata en 1977, no se produjeron descubrimientos que cambien de manera sustancial los números de reservas de gas. La abrupta caída y recuperación ocurrida a comienzos de los noventa ha sido denunciada como una maniobra que no obedecería a un movimiento real de reservas, sino a un mecanismo para desvalorizar a YPF en el contexto de privatización. A partir del 2002, es notoria la contracción de reservas de gas disponibles.

1.3.8. Consumo de Gas de Planta Quilmes

En los últimos años el volumen de producción se mantuvo en 3,8 hl/año durante los meses de uso exclusivo de Gas Natural (entre enero/mayo y agosto/diciembre) en la calderas, lo que llevo a tener un consumo parejo de gas, dicho consumo es de aproximadamente 3,16 m³/hl.

También dentro de la producción anual de cerveza, la Planta corre con el factor de estar trabajando a máxima capacidad todo el año, pero con paradas de línea programadas durante los meses de baja demanda donde se realizan reparaciones y reemplazo de maquinaria (Junio/Julio), y que en ese periodo durante la producción, el uso de combustible cambia a Fuel Oil. Por otro lado, la Planta no cuenta con la posibilidad de expandir su capacidad instalada por que como se mostró en la fotografía aérea , se encuentra rodeado de viviendas y locales que le impiden la realización del mismo.

Del análisis del consumo de gas y factibilidad del proyecto las variables de control que encontramos con un potencial riesgo son el precio del gas y el precio de la energía. En el cuadro siguiente, el costo del gas fue aumentando con valores considerables para la Industria. En donde al día de hoy se estima un valor acumulado de 78% desde 2008. Esto da una señal de alarma a la necesidad de implementación del proyecto. Es importante mencionar que el cuadro siguiente se toma un periodo de 3 años (2008 al 2010) ya que en años anteriores el precio del gas se encontraba bajo acuerdo entre Cervecería y el Estado con valores que rondaban los 0,394 \$/m³, es decir, que se toma para el análisis el periodo en el que se dispara el precio. Para el 2011, se pretende mantener el precio del 2010 y luego poder variarlo a fines de evaluar la conveniencia o no del proyecto.



Evolución del precio del gas natural para Cervecería en \$/m³.

1.4. Variable de control para la ejecución del proyecto

Analizaremos los principales drivers del proyecto, los cuales serán mandatarios para la toma de decisión sobre efectuar o no el proyecto.

Como se puede observar en el cuadro siguiente, se detalla a grandes rasgos cuales son los ahorros que el proyecto espera obtener y cual sería el desahorro por implementar este sistema de traslado del Biogas desde las Plantas de Efluentes hasta las Calderas. Dentro del cuadro se enumeran los ahorros y desahorros medidos en moneda local. En el punto 1 de la Tabla de Ahorro Neto Enero/Mayo – Agosto/Diciembre, se refiere al ahorro por reemplazo de combustible por la opción del Biogas, el cual está directamente ligado al aporte y reemplazo que produce la masa de biogas en el uso de Gas natural a lo largo de un año (sin contar los meses de Junio/Julio, donde se utiliza fuel oil). Para poder conocer que porcentaje del Biogas generado en las cámaras son potenciales reemplazantes del gas natural, es necesario requerir a variables fijas que dan característica a cada gas y en función de ello ver que cantidad de Biogas puede realizar el trabajo que hoy realiza en Gas Natural en las Calderas de Cervecería.

Con este cálculo de reemplazo, se puede definir el ahorro que se piensa tener por el simple hecho de dejar de usar Gas por Biogas y sin tener en cuenta para esta sección el ahorro generado en función de la inversión a realizar.

Los datos recopilados para calcular el porcentaje de reemplazo y por lo tanto conocer el ahorro generado fueron:

- Volumen Producido Presupuesto 2010: 3,8 millones de Hectolitros

El Volumen total de producción durante todo el año es de 4,4 millones de Hectolitros para la Planta de Quilmes a máxima capacidad (teniendo en cuenta las paradas anuales), pero sucede que este porcentaje es durante el periodo donde se utiliza Gas Natural.

Para los meses de Junio y Julio, al utilizarse Fuel Oil en las calderas, se corresponde el volumen de producción restante.

- Consumo de gas natural: 3,16 m³/hl

El cálculo surge a partir del cociente entre el volumen de gas consumido y el volumen de cerveza producido por el coeficiente de calor por unidad de m³ de gas.

- \$/m³ gas (Presup.) : 0,7 \$/m³

Dato brindado por el área financiera de Cervecería y Maltería Quilmes.

- Coeficiente Mj /m³ gas : 35,09 Mjoul/m³
- Poder calorífico de gas : 8.395 Kcal/m³

Poder caloríficos, grupo técnico de Cervecería y Maltería Quilmes.

- Total gas natural usado : 12.020.519 m³/Año

Datos brindados por el grupo técnico de Cervecería y Maltería Quilmes.

- Total Mj de gas natural : 421.800.000 Mj/año
- Poder calorífico Biogás : 4.500 Kcal/m³
- Producción de Biogás aprovechable : 1.020.000 m³

Se conoce por los datos brindados por el grupo técnico, que la producción de Biogas que se obtiene de las cámaras es de 1,2 millones de m³ para esos meses. Del valor obtenido, se sabe que el 85% es utilizable para quemar en las calderas (se conoce como la eficiencia del Biogas). Por lo tanto el valor final a utilizar es de 1,02 millones de m³.

- Equivalencia de MJ de Biogas : 19.186.200 Mj disponible de Biogas

Representa la producción de Biogas medido en Millones de Jules.

- Reemplazo de gas en Mj/año: 4,5% de posibilidades de reemplazo

El porcentaje se obtiene del cociente entre la diferencia entre Total Mj de gas natural y la producción de Biogas aprovechable medido en Mj y Total Mj de gas natural.

- Reemplazo gas natural: 546.771 m³ (En Mj :19.186.200 Mj)

- Reemplazo gas natural: en (Mj/Hl) :5 Mj/Hl

Cociente entre la producción de Biogas aprovechable y Total Mj de gas natural .

- **Ahorro por reemplazo de combustible : 383.462 \$/año**

Es decir que durante el mismo periodo donde se consume el Gas Natural , por reemplazar este volumen por el Biogas , se esta obteniendo el ahorro calculado.

Para llegar a el valor recién enunciado se aplica el producto entre el precio del gas, y el reemplazo gas natural.

Por lo tanto permitirá ahorrar un porcentaje del 4,5% de reemplazo de Biogas al Gas Natural consumido.

Esto se debe a que el costo del gas para las Industrias viene teniendo un crecimiento de un 78% en el acumulado desde el 2008 alcanzando un valor hoy de 0.7 \$/m³ y donde no se contempla la posibilidad de que el precio disminuya en los próximos años.

Aun así, se avanza sobre el análisis de la posibilidad de que sucediera esto y se llego a la conclusión de que para que el uso de Biogas deje de generar un ahorro, el precio del gas debería caer por abajo del 0.06 \$/m³, lo cual dado el contexto del país es un escenario realmente poco probable.

Como también se vera mas adelante , en la sección “ ESTUDIO DE INGENIERIA”, el sistema diseñado para trasladar el Biogas consiste en un soplador y una red de tuberías de 500 m aproximadamente con condensadores y trampas de agua para evitar daños en el sistema.

Este soplador comprime el Biogas, solo con la intención de aumentar la presión en la línea y así poder trasladar el combustible hasta la boca de entrada de la caldera. Este equipo se alimenta a energía eléctrica .Es por esto que en punto 2 hace referencia al desahorro obtenido por la instalación de este soplador. Y teniendo en cuenta el precio de la energía hoy (ronda los 0.34 Kw./hs) da un valor de desahorro de 36.628,2 \$.

A continuación se muestra como se llega a este valor final:

- Consumo del motor del soplador: 15 Kw
- Costo energía: 0,342 \$/Kwh.
- Kwh. totales: 107100 Kwh para 7140 hs de uso.(no contempla las horas de uso durante el periodo de uso de Fuel Oil)
- Kwh totales por volumen producido durante el uso del Biogas: 0,03Kwh/hl
- **Desahorros: 36.628,2 \$/año**

El desahorro se determina haciendo el producto entre el costo de la energía, los Kwh/hl y el volumen de producción.

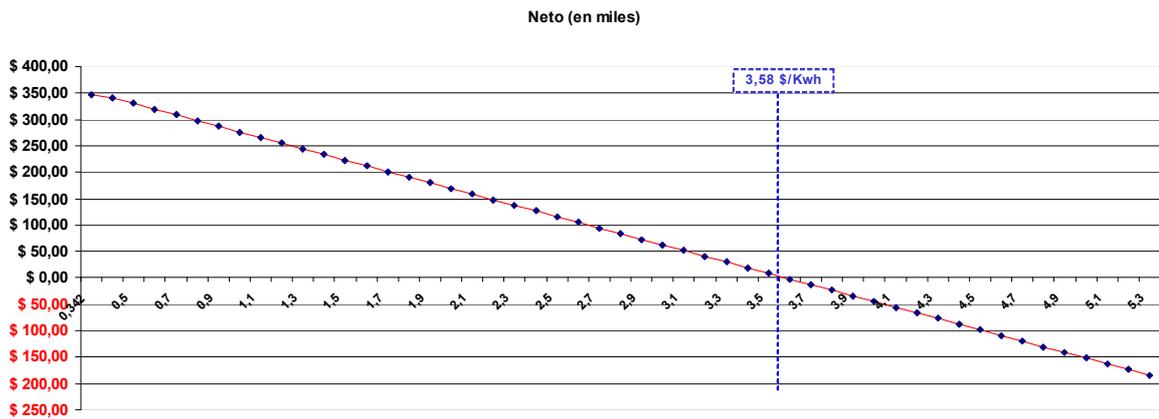
	Pesos Argentinos
Ahorro	\$ 383.461,55
Desahorro	\$ 36.628,20
Neto	\$ 346.833,35

Tabla de Ahorro Neto Enero/Mayo – Agosto/Diciembre.

Teniendo como variable de decisión al precio de la energía, se analizo hasta que precio es que conviene realizar el proyecto, es decir, a partir de que momento deja de ser un ahorro real para la compañía. Para el calculo del desahorro se utilizo, el precio de la energía, el volumen en hectolitros de cerveza producido anualmente y el consumo de Kw por unidad de hectolitro producido.

Luego de analizar este último punto se pudo llegar a la conclusión que el proyecto a priori es aceptable hasta un precio de la energía de 3,58 \$/Kwh en la utilización del soplador. Es decir que estaríamos hablando de un aumento del 970 % con respecto al valor actual.

Como se puede ver en el cuadro se cruzan los precios con el neto entre el ahorro y el desahorro.



Ahorro Neto en Gas Natural vs Precio Energía eléctrica

En el cuadro de arriba se muestra en el eje de la abscisa el precio en \$/Kwh. que es la unidad de la variable de control que se analiza en este punto. En el eje de las ordenadas, se muestra el ahorro neto que se obtiene de la diferencia entre el ahorro por el reemplazo del Gas Natural por el Biogas y el desahorro por el consumo de Energía Eléctrica. Con este gráfico se puede determinar a grandes rasgos la conveniencia o no del proyecto sin entrar en detalle, tema que se desarrollara mas adelante.

1.4.1. Consumo de Fuel Oil de Planta Quilmes

Como se menciona en el análisis anterior por el Consumo de Gas Natural, durante los meses de Junio/Julio, se utiliza para el funcionamiento de las calderas fuel oil. Este cambio se da en el marco de los sistemáticos cortes de suministro de gas que esta instalado en los últimos años y que hoy es de conocimiento público. Dentro de este periodo, es donde se da el pico mínimo de demanda y por lo tanto el nivel de producción de cerveza total ronda los 0,6 millones de hl (contra los 3.8 millones de hl de los meses restantes), es decir que se esta produciendo con un índices de 0.3 millones de hl mensual dentro de estos dos meses contra 0,38 millones de hl mensual de los meses restantes donde se consume Gas Natural.

Lo que se plantea en este análisis es la conveniencia de utilizar el Biogas como reemplazo del Fuel Oil donde nuevamente se vuelve a tomar como variable de control el precio de ambos combustibles .Actualmente el precio del fuel oil ronda el 1.75 \$/kg (precio negociado bajo acuerdo).

- Volumen Producido Presupuesto 2010 (meses de Junio a Julio): 600.000 hl/año
- Consumo de fuel oil por hectolitro : 2,15 kg/hl

La medida para el consumo a diferencia del Gas, es en KG.

- \$/m³ gas (Presup.) :1,75 \$/Kg.

Precio informado por el área de abastecimiento de Cervecería.

- Coeficiente de consumo de energía por Kg. de Fuel Oil: 9.700 Kcal/kg

Es decir, el poder calorífico del Fuel Oil.

- Total fuel oil natural usado : 1.290.000 kg/Año

Información otorgada por el grupo técnico de Cervecería.

- Total Mcal de fuel oil: 12.513.000 Mcal/año
Consumo medido en calorías al año
- Poder calorífico Biogás :4.500 Kcal/m3
- Producción de Biogás aprovechable (entre meses de Junio a Julio) : 170.000 m3

Se conoce por los datos brindados por el grupo técnico, que la producción de Biogas que se obtiene de las cámaras es de 0.19 millones de m3 para esos meses. Del valor obtenido, se sabe que el 85% es utilizable para quemar en las calderas (se conoce como la eficiencia del Biogas). Por lo tanto el valor final a utilizar es de 0,17 millones de m3.

Equivalencia de MJ de Biogas: 765.000 Mcal disponible de Biogas

- Reemplazo de gas en Mj/año: 6,1 % de posibilidades de reemplazo

De la necesidad que se busca cubrir , estamos hablando que podemos agonizando

- Reemplazo Fuel Oil: 78.866 kg (765.000 Mcal)
- Reemplazo Fuel Oil: en (Mj/Hl) :1 Mj/Hl
- **Ahorro por reemplazo de combustible: 138.015 \$/año**

Es decir que durante el periodo donde se consume el Fuel Oil , por reemplazar este volumen por el Biogas , se esta obteniendo el ahorro calculado.

Como se vera en el cuadro siguiente , el Ahorro que genera el reemplazo por Biogas es de un valor muy superior al que se genera para el caso del Gas Natural. Esto se da así simplemente por la diferencia de precios entre el Gas y el Fuel Oil independientemente de la cantidad producida.

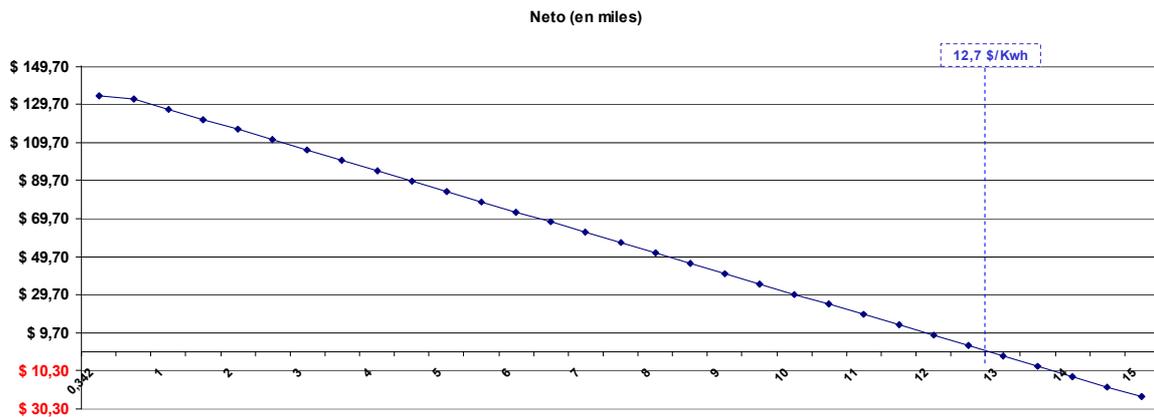
	Pesos Argentinos
Ahorros	\$ 138.015,46
Desahorro	\$ 3.693,60
Neto	\$ 134.321,86

Tabla de Ahorro Neto Julio/Junio

El caso del desahorro en el punto 2 del cuadro, el valor disminuye simplemente por que las horas de funcionamiento de la sopladora ya que se toma el periodo de Junio/Julio.

Para el caso del fuel el oil , el punto donde la decisión seria no instalar la red de Biogas se da en el caso en que la electricidad alcance un valor de 12,7 \$/Kwh , es decir un incremento del 3400 % con respecto al precio actual.

Por ultimo, es imposible analizar que valor debería disminuir el fuel oil para que deje de ser favorable el proyecto ya que dado que es un escenario imposible de suceder por las condiciones contextuales del país.



Ahorro Neto en Fuel Oil vs Precio Energía eléctrica

En el cuadro de arriba, se puede ver como el área de ahorro comienza a disminuir hasta los 12,7 \$/Kwh., donde se ve que el ahorro Neto alcanza el valor nulo. Con el fin de mostrar hasta que punto es factible realizar el proyecto es por eso que se toma para el eje de las abscisas el precio de la energía y se lo compara contra el ahorro neto generado medido en miles de pesos argentinos.

1.4.2. Ratios entre ahorro generado durante el consumo de Gas Natural y Fuel Oil

Luego de realizar ambos análisis y mostrar los cuadros de ahorro neto generado para cada caso es importante dar cuenta del beneficio que se muestra a partir de analizar el ahorro mensual que se obtiene dependiendo de la época del año y del consumo generado.

Como se puede observar durante el análisis de “Consumo de Gas de Planta Quilmes”, se vio como el ahorro generado en un periodo de 10 meses alcanzaba los \$ 346.833. Esto quiere decir que por mes el ahorro generado es de \$ 34.683,3. Teniendo este valor presente es que si analizamos el ratio mensual en el “Consumo de Fuel Oil de Planta Quilmes” podemos ver que el valor es aun mayor. De la tabla de Ahorro Neto de Junio/Julio determinamos el ahorro en \$ 134.321,9. Si tomamos este valor y lo

prorrrateamos en los dos meses vemos que tenemos un ahorro de \$ 67.161 mensual. Esto ocurre por:

- Desahorro menor en el consumo de Fuel Oil por las horas de uso del soplador.
- Precio del Fuel Oil mayor que el Gas Natural

Por lo tanto podemos concluir para este punto que durante el uso de Fuel Oil y siendo este un combustible con alto precio y no teniendo otra oportunidad de usar Gas Natural, la aplicación de este proyecto es altamente aceptable.

1.4.3.Caso especial

Para este análisis, se crea un escenario en donde no haya cortes de suministros de gas natural durante el periodo de mayor consumo. Por lo tanto la cantidad de cerveza a producir sería la suma de ambos casos, es decir, 4.4 hl por año.

	Pesos Argentinos
Ahorro	\$ 383.461,55
Desahorro	\$ 42.411,60
Neto	\$ 341.049,95

Tabla Ahorro Neto por año

Como se puede observar en el cuadro de ahorros, el desahorro aumenta mientras que el ahorro se mantiene, esto hace que la variable de control que era el precio de la energía eléctrica, retroceda unos puntos y se posicione en 3,1 \$/Kwh.

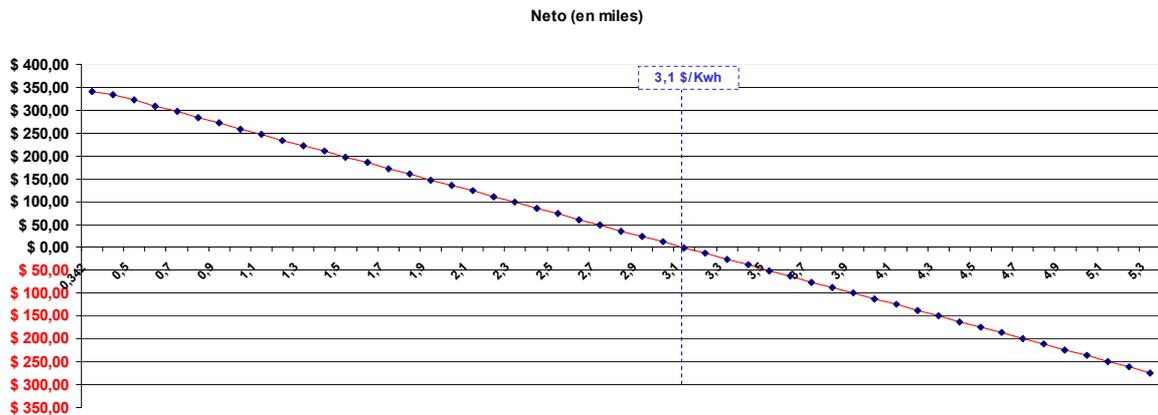


Gráfico de Ahorro neto de Gas Natural (sin corte) vs. Precio de la energía Eléctrica

No se toma la opción de usar todo el año Fuel Oil para realizar un cuarto escenario por que es claro que la decisión es utilizar el recurso que hoy es mas barato , es decir , el gas natural.

1.5.Conclusión Final del Capitulo 1

Podemos inferir que la intención de este proyecto es aplicar una mejora en el ahorro y en la utilización de los recursos naturales. Esto trae consigo un aporte a la sociedad en lo que hace al cuidado del medio ambiente y mas teniendo en cuenta que la Planta de Cervecería se encuentra rodeada por la ciudad.

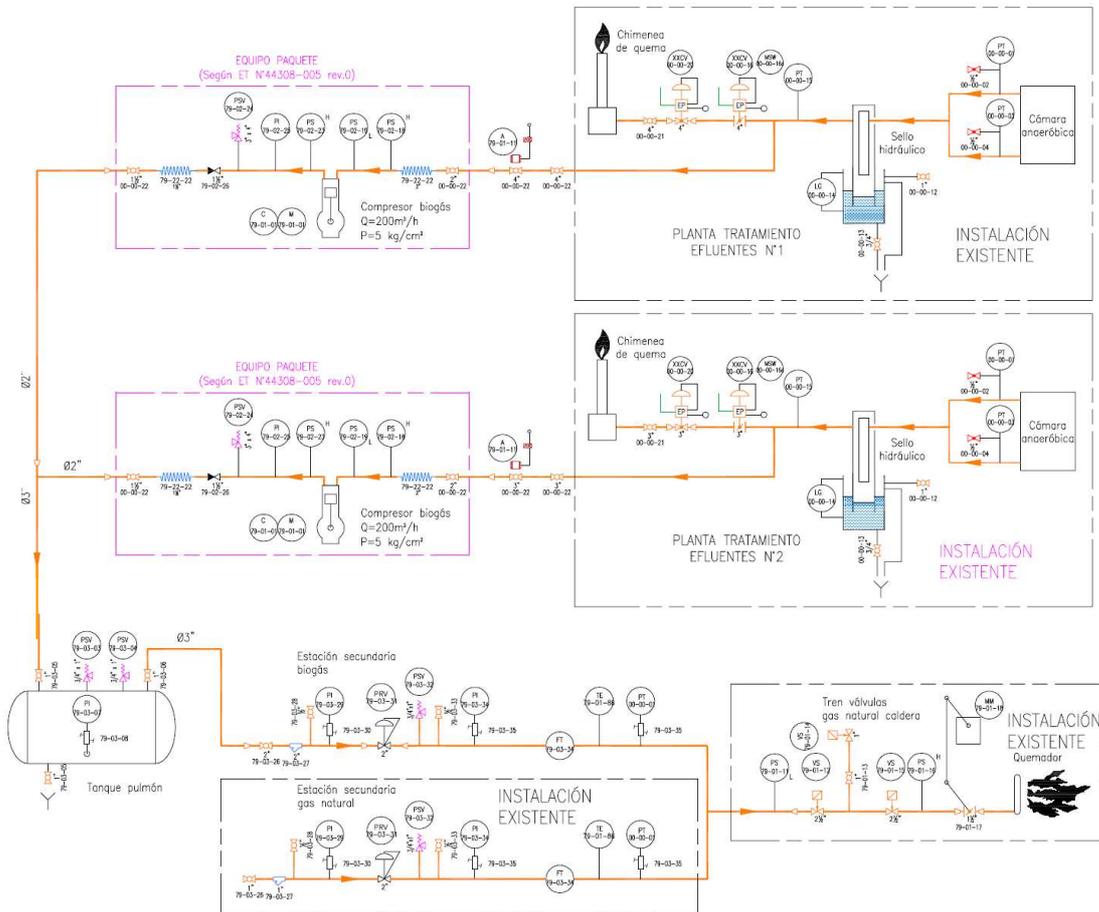
Por lo tanto y teniendo un visto aceptable en este primer análisis de escenarios, es importante avanzar con los análisis de Ingeniería y Factibilidad Económica Financiera para mostrar de manera global que estamos ante un potencial proyecto.

CAPITULO 2 “ESTUDIO DE INGENIERIA”

2.1.Introducción a la Ingeniería

En la siguiente sección se pretende mostrar las especificaciones técnicas del proyecto a realizar en la Planta de Cervecería y Maltería Quilmes, en la ciudad de Quilmes Provincia de Buenos Aires.

Esto se da dentro de un marco de aceptación del proyecto ya que existen estudios previos que determinan puntos importantes como diámetros y cantidades de cañerías, codos, trampas de vapor, condensadores y sopladores que serán utilizados para trasladar el biogas a través de aproximadamente 500 m de cañerías. A esto se le suma todo el proceso de automatización para el uso de este combustible. Diagrama de Ingeniería:



Plano N°44308-001 rev.0 P&I Sistema

2.2.General

El propósito de esta implementación es realizar la captación, compresión, transporte y consumo del biogás de las dos

Plantas de efluentes, en la calderas existentes en Planta Quilmes, en reemplazo del fuel oil y gas natural utilizado como combustibles principales.

Se deberá tener en cuenta que el régimen de generación de biogás es sensiblemente menor al de consumo en la caldera, por lo que se realizará un detallado análisis de estas condiciones para dimensionar adecuadamente las instalaciones.

Actualmente la planta cuenta con una planta de tratamiento de efluentes y sus respectiva antorcha de quemado de biogás.

El suministro incluye las cañerías para la conducción del biogás. La caldera no cuenta con un sistema de combustión de biogás, debiéndose suministrar el mismo incluyendo las modificaciones que se requieran en el sistema de control de la caldera y en el quemador mismo.

El suministro comprende la modificación de la cañería existente en la zona de conexión de los pulmones del sistema, hoy eliminados y fuera de servicio, para realizar la derivación, un sistema de compresión, cañerías de conducción y estación reguladora en la acometida a la línea de gas natural la caldera, la fabricación y provisión de todos los materiales y componentes, el transporte a obra, el montaje en obra, la ingeniería de detalle, la habilitación de la instalación y la puesta en marcha, regulación e instrucción al personal de planta.

2.3.Datos de diseño

En la tabla que sigue se dan los principales datos de diseño. El objeto es reemplazar todo el consumo posible de gas natural y fuel oil de la caldera. Siendo la producción de biogás estable para las distintas condiciones de operación de la planta y el consumo de gas natural y fuel oil variable y coincidiendo los mayores consumos con la generación de biogás más baja, se analizará la necesidad de disponer de una determinada capacidad de almacenaje tanto técnica como económica.

Se podrán presentar distintas alternativas de volumen y presión.

Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Caudal medio generación biogás temporada alta (actual)	309	Nm ³ /h
2	Caudal medio generación biogás temporada baja (actual)	140	Nm ³ /h
3	Caudal medio generación biogás temporada alta (futuro)	500	Nm ³ /h
4	Caudal medio generación biogás temporada baja (futuro)	250	Nm ³ /h
3	Caudal máximo generación biogás (diseño)	600	Nm ³ /h
4	Contenido CH ₄	81%	molar
5	Contenido CO ₂ y otros	19 %	molar
6	Contenido S ₂ H ₄	450	ppm Vol
7	Poder calorífico inferior biogás	6586	Kcal./Nm ³
8	Densidad biogás	0.908	kg/Nm ³
9	Presión máxima de generación	600	mmCA
10	Presión mínima de generación	100	mmCA

Tabla de Datos de Diseño

2.4. Toma y cañerías de biogás

La toma de biogás se realizará en la zona de conexión de los pulmones del sistema, hoy eliminados, previas al cuadro de regulación de las antorchas de quemado.

Se instalarán válvula esférica de los diámetros indicados nunca menos que el diámetro de la cañería de la que se realiza la derivación, con actuador neumático de retorno a resorte, contara con caja de límites APE.

Esta válvula ligada al sistema de control permanecerá abierta cuando el compresor este en marcha y cerrada cuando se habilite el venteo a la antorcha de quema.

Todas las cañerías, accesorios, válvulas manuales y válvulas automáticas serán totalmente de acero inoxidable ASTM (:::) TP 304 mientras que las cañerías serán sin costura SCH 10 S.

Para los materiales seleccionados se analizará especialmente la probabilidad de que se produzcan procesos de fisuración bajo tensión por presencia de sulfhídrico y/o corrosión generalizada por formación de sulfúrico.

Las cañerías del tren de combustión de la caldera se detallan más adelante.

2.5. Lavado de gases

Es necesario realizar el lavado de biogás ya que el mismo contiene trazas de:

- Sulfhídrico
- Dimetil sulfide
- Mercaptanos

- Aldehídos
- Cetonas

Si así fuese indicarán con que proceso se absorberá el sulfhídrico (aminas, soda cáustica). Si el lavado fuese necesario se dispondrá de una torre de lavado, resistente al medio, preferentemente construida en PRFV, con un relleno de pall rings (Ver Anexo Estudio de Ingeniería).

La torre se complementará con distribuidor de agua de lavado y bandeja de soporte del relleno. El diseño de la torre será cerrado para evitar, la presencia, a través del espejo de agua del sello hidráulico, de olores desagradables.

Contará, como mínimo, con todo el equipamiento auxiliar necesario como mínimo el que se detalla seguidamente:

- Bomba de circulación de agua de lavado, los oferentes indicarán las características de la misma.
- Válvula de purga automática ligada al sistema de control.
- Válvula de llenado a flotante.
- Nivel óptico tubular.
- Válvula de vaciado.
- Filtro de aspiración de la bomba.
- Sistema de dosificación de absorbente.

Cervecería y Maltería Quilmes SAICA y G. suministrará el agua de lavado en un punto de interconexión a definir en oportunidad de la visita a obra.

El agua de rebalse será conducida a la pileta aeróbica del sistema de tratamiento de efluentes, esta cañería, con las válvulas y soportes que se requieran serán parte del suministro.

2.6. Compresión

El biogás luego de captado deberá ser comprimido para su envío a consumo.

Para ello se utilizará un compresor para la Planta de Efluentes, de acuerdo a la Especificación Técnica que se comentara mas adelante.

2.7. Pulmón

El tanque pulmón deberá asegurar un flujo con presión constante, libre de pulsaciones, hacia la caldera.

Los tanques, de requerirse, contarán con el equipamiento indicado en el (plano N°44308-001 rev.0 P&I Sistema) aprovechamiento biogás, según se detalla seguidamente:

- Válvula de bloqueo entrada biogás.
- Válvula de bloqueo salida biogás.
- Válvulas de seguridad.
- Manómetro con válvula de purga y bloqueo.
- Válvula de drenaje.

Se dispondrán colectores de entrada y salida de biogás en Ø3".

2.8. Estación reguladora caldera

La presión de distribución interna de biogás será de 4 kg/cm².

Los compresores comprimirán el biogás hasta esa presión contra el pulmón y las cañerías de transporte.

Para el suministro de gas a la caldera se ha previsto construir una estación secundaria de regulación. Esta estación regulará la presión a un valor más alto del regulado para la presión de gas natural.

Datos técnicos estación caldera:

Fluido Biogás

Caudal = 700 Nm³/h

Presión de entrada = 4,0 kg/cm²

Presión de salida = 1,0 kg/cm²

La estación, de simple ramal, estará formada por los siguientes elementos:

- Válvula de bloqueo esférica, diámetro 2", paso reducido, conexiones bridadas serie 150# accionamiento

Manual a palanca, para habilitación de la válvula reguladora.

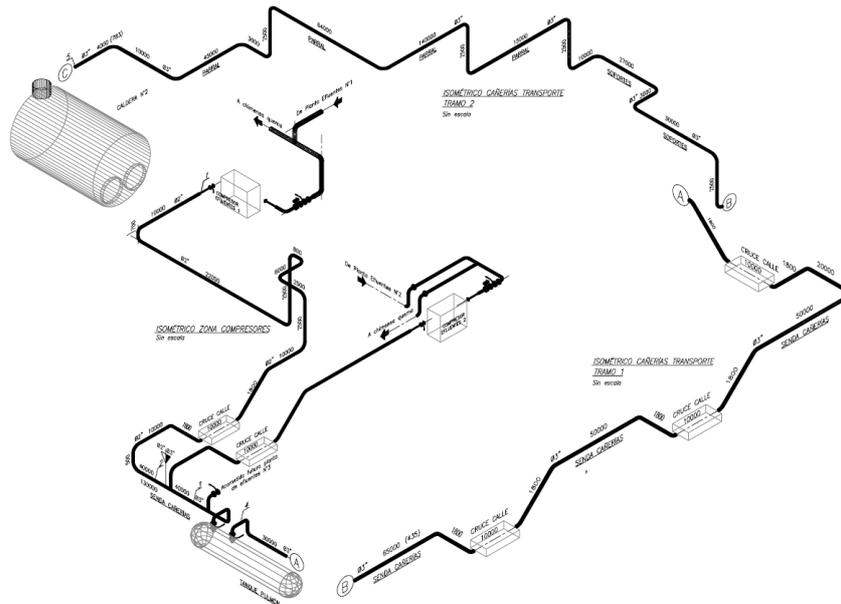
- Válvula de bloqueo esférica, diámetro 3", paso reducido, conexiones bridadas serie 150# accionamiento manual a palanca, para habilitación de la válvula reguladora.
- Filtros tipo "Y" diámetro 2", conexiones bridadas, 50m.
- Válvula reductora de presión Ø2", bridada, auto perada directa, con bloqueo por sobrepresión.
- Manómetros con block de purga y bloqueo.
- Válvulas de venteo esféricas, diámetro ½", accionamiento manual, para venteo durante la puesta en marcha.
- Válvula de venteo por sobrepresión, a resorte, para 10% del caudal de diseño de la estación.

La protección superficial de las cañerías se realizará por cepillado manual, desengrase y fosfatizado con producto comercial adecuado, fondo sintético al cromato de zinc y terminación en esmalte sintético amarillo.

La estación secundaria se construirá en caño según ASTM A 106 Gr B, sin costura, Ø2" SCH 40. La construcción será íntegramente soldada.

2.9. Cañería interconexión a caldera

La cañería de Ø3" será construida en acero inoxidable ASTM A 312 TP 304 SCH 10S. Su trazado dado en forma aproximada en los planos N° 44308-003 rev.0 "Isométricos sistema aprovechamiento biogás" que figura a continuación.



Plano N° 44308-003 rev.0 "Isométricos sistema aprovechamiento biogás"

2.10. Ingeniería

El proyecto se realizará en un todo de acuerdo con las reglamentaciones, leyes, normas y códigos vigentes a saber:

- NFPA 58
- ANSI B 31.3
- Norma API 2570
- Norma API 520
- Norma API 6FA
- Norma API 607
- Norma G. E. N°1 – 112

2.11. Disposiciones complementarias

2.11.1 Pintura

Las instalaciones serán pintadas con una mano de antióxido al cromato de zinc y dos capas de esmalte sintético, de acuerdo a las normas IRAM.

Los colores responderán a lo indicado en la "Norma de colores de seguridad para identificación de cañerías y demarcación de los lugares de trabajo", del siguiente modo:

- Cañerías para biogás: amarillo
- Cañerías para electricidad: verde
- Cañerías para aire: celeste
- Soportes de cañería: verde
- Cajas y soportes de instalaciones eléctricas: azul

2.11.2. Soportes

Las cañerías serán sostenidas por apoyos dispuestos a intervalos adecuados a la cantidad y diámetros de los caños a soportar, considerando la cañería con agua de la prueba hidráulica y que además cumplan las siguientes funciones:

- Impedir esfuerzos indebidos a los equipos conectados.
- Resistir los esfuerzos producidos por cambio de dirección o dilatación.
- Amortiguar las vibraciones excesivas

La fijación se hará mediante el empleo de abrazaderas metálicas, tipo U, aisladas en su contacto con la cañería con manguera de PE cristal y placa de PVC o similar, espesor mínimo 3 mm, entre cañería y soporte de apoyo.

2.12. Ensayos y pruebas

2.12.1. Tanques pulmón

El tanque fijo, se habilitará mediante prueba hidráulica a la presión que fije el código de diseño, cuando esté instalado en su ubicación definitiva.

2.12.2. Cañería media presión

Se realizará el control de las cañerías de media presión (4 kg/cm²) mediante el empleo de placas radiográficas al 10% de las uniones soldadas de todo el sistema de cañerías. En caso que las uniones no admisibles no superen el 50% del porcentaje anterior, se procederá a controlar el doble de las uniones rechazadas. Si las uniones defectuosas superan el 50% del muestreo original (20%) se procederá al radiografiado del 80% restante de las uniones.

Las cañerías serán probadas hidráulicamente a una vez y media la presión de trabajo, se llenará la cañería de modo que garantice la evacuación total del aire de su interior, previendo con placas ciegas el ingreso de agua a equipos.

Se colocarán dos manómetros indicadores iguales, previamente contrastados con uno similar de Clase 1 (Ver Anexo Estudio de Ingeniería). El rango de estos manómetros será entre 0,5 y 1,5 veces la presión de prueba hidráulica y la duración de la prueba de no menos de 30 minutos.

Una vez finalizada la prueba hidráulica y vaciada la cañería, se secará la misma y se realizará la prueba neumática.

La misma consiste en presurizar toda la instalación con gas inerte a 7 bares y verificar con solución jabonosa la hermeticidad de todo el sistema.

2.12.3. Cañería de baja presión

Se realizará la prueba neumática, que consiste en presurizar toda la instalación con gas inerte y verificar con solución jabonosa la hermeticidad de todo el sistema. En zona de baja presión se probará a 1 bar.

2.12.4. Fuerza motriz

Se verificarán la disponibilidad de cubicles de reserva en el CCM (centro de control de motores) existente de la Planta de Tratamiento de Efluentes.

En caso de no existir incluirá en su suministro cubicles del mismo tipo de los existentes.

Se instalará un interruptor automático termomagnético (Ver Anexo Estudio de Ingeniería) de capacidad adecuada a la potencia total a instalar.

Desde este interruptor se alimentarán los tableros locales de los compresores.

Son parte del suministro las canalizaciones y cableado desde el CCM hasta el compresor y la bomba.

Las canalizaciones se realizarán con bandejas tipo escalera hasta la zona definida como explosiva, zona cuya extensión y ubicación será informada por el personal de Planta Quilmes

El resto de las canalizaciones y acometidas serán APE de acuerdo a la clasificación de zona.

Las canalizaciones y acometida al tablero del compresor serán de similares características a las del equipo en sí, flexibles APE.

Los cables a utilizar serán de cobre con aislación de PVC y vaina exterior de PVC.

Todos los motores tendrán un seccionador APE al pie de los mismos.

2.12.5. Control

En los ítems subsiguientes se dan los requisitos con que deberá cumplir el suministro de la instrumentación y control:

2.13. Área captación y compresión

El suministro incluye:

- Provisión de todos los instrumentos y válvulas actuadas indicados en el plano N°44308-001 rev.0 P&I Sistema aprovechamiento biogás.
- Canalizaciones y cableado desde los instrumentos y válvulas actuadas hasta la bornera límite del PLC del sistema de control de la Planta de Tratamiento de Efluentes.
- Cuaderno de tareas con, como mínimo, la descripción de la lógica de control, para su implementación por otros, y planillas de borneras y cableado y listado de entradas y salidas.

2.13.1. Área caldera

El suministro incluye:

- Provisión de todos los instrumentos y válvulas actuadas indicados en el plano N°44308-001 rev.0 P&I Sistema aprovechamiento biogás.
- Sistema de medición de biogás con corrección por presión y temperatura.

El sistema estará compuesto por un caudalímetro másico (Ver Anexo Estudio de Ingeniería), un transmisor de temperatura y un transmisor de presión.

- Esta medición se implementará con indicación instantánea, registro de caudales parciales y totalizadores en el PLC (control lógico programable) del sistema de control de la caldera.
- Calibración del lazo de control de combustión ajustándolo tanto para la combustión combinada de gas natural y biogás como de fuel oil y gas natural.
- Se preverán los módulos de entrada y salida para las nuevas señales al PLC, se deberá mantener la reserva existente.

2.14. Canalizaciones y cableado

Las canalizaciones en la zona de captación y compresión serán APE.

Las canalizaciones en la zona de caldera se realizarán con bandejas tipo escalera galvanizada en caliente y las bajadas a equipos por medio de conducto.

Las acometidas finales serán del tipo estancas con flexible y conectores metálicos, estas quedarán con un 30% de su sección libre una vez pasados los cables.

Los cables a utilizar cumplirán con las especificaciones generales siguientes:

- Instrumentos NEC Art.725 Clase 1 Div.2 (Ver Anexo Estudio de Ingeniería)
- Termocupla ANSI MC.96.1/82, (DIN) IEC.584
- Multipolares comando y señalización VDE 0250 (NYM)
- Instalaciones eléctricas varias tipo TPR, IRAM 2022-2158

2.15. Transporte de Biogas mediante soplantes Vs. Compresor

Es posible utilizar el biogás generado en la digestión anaeróbica del efluente desplazando el biogas hasta la caldera mediante soplantes de baja presión de descarga y alto caudal de desplazamiento.

Esta disposición es posible debido a que se prevé quemar el biogás en la caldera a medida de que se genera en los reactores, sin la necesidad de acumular el gas de ninguna forma por algún servicio en particular. (Como en el caso de lo ocurrido en la Planta de Cervecería ubicada en la Provincia de Corrientes donde fue necesario almacenar el biogas a presión para tenerlo disponible para reemplazar el fuel oil utilizado solo en los arranques de la caldera de aserrín)

Esta disposición es ventajosa respecto de la utilización de compresores ya que de esta forma se evita gastar energía en compresión del gas. Lo que también posibilita utilizar cañerías de PRFV que son inmunes a la acción de ácidos derivados de la presencia de azufre.

También de esta forma, el costo de la inversión se reduce dado que los soplantes cuestan aproximadamente la mitad que un compresor. La obra civil y los gastos de transporte necesarios son significativamente menores.

2.15.1. Propuesta

Se instalarían 2 unidades de 150 m³/h de caudal nominal aspirando a 300 mmca desde cada reactor y descargando a una cañería común realizada en PRFV de 4”.

La distancia relevada desde el colector hasta la caldera se contabilizó en 800 m

Tanto los soplantes como el material de la cañería van a ser seleccionados por los respectivos fabricantes como elementos aptos para funcionar con biogás saturado de humedad compuesto por 80% de metano y 20% de CO₂ con trazas de azufre de 500 ppmV.

Se propone agregar un quemador que trate el biogás en forma totalmente independiente del gas natural de forma que no compartan ninguna cañería ni equipo.

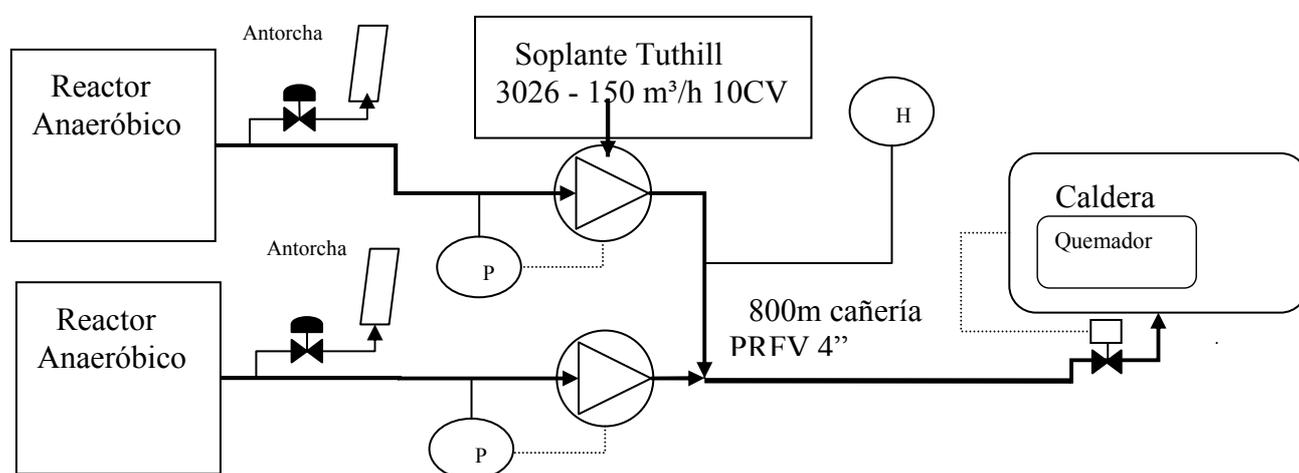
Si bien este tipo de instalación no se puede asimilar a ninguna de las normas vigentes para gas natural, no se afecta la línea de gas existente. Por lo que la correspondiente aprobación frente a los organismos oficiales (de ser necesaria) se debería limitar a una notificación de la modificación realizada

El quemador consta de un aro de acero inoxidable AISI 304, apto para ser montado en uno de los quemadores existentes en alguna de las calderas 2 o 3.

Se debe modificar el automatismo existente para quemar gas natural conjuntamente con el biogás. Igualmente es necesario independizar los sistemas de control de fuel oil y vapor de atomización de cada quemador, de la caldera seleccionada.

Se debe tener en cuenta que la modificación alcanzaría solo a una de las calderas

La presión de biogás requerida por el quemador es de 300 a 400 mmca. Considerando un caudal conjunto desarrollado por ambos sopladores de 350 m³/h, la pérdida de carga en cañerías sumada a la presión de suministro en el quemador es compensada por la presión de descarga máxima alcanzada por los soplantes de 5700 mmca.



Esquema de instalación (propuesta 1)

Se debería implementar un control de presión de aspiración de cada soplante basado en un variador de velocidad para cada motor. De forma de mantener constante la presión dentro del reactor.

El lazo de control que actualmente mantiene la presión quemando el gas excedente en la antorcha se mantendría activo seteado a una presión un poco mayor como seguridad de los sellos de agua de los reactores.

Variaciones de orden del 20% en la velocidad de los soplantes debieran alcanzar para lograr la regulación de caudal necesaria para mantener constante la presión de cada reactor.

Esto se aprecia en la siguiente curva de funcionamiento de los soplantes operando en paralelo, basada en la pérdida de carga calculada y las curvas suministradas por el fabricante de los soplantes.

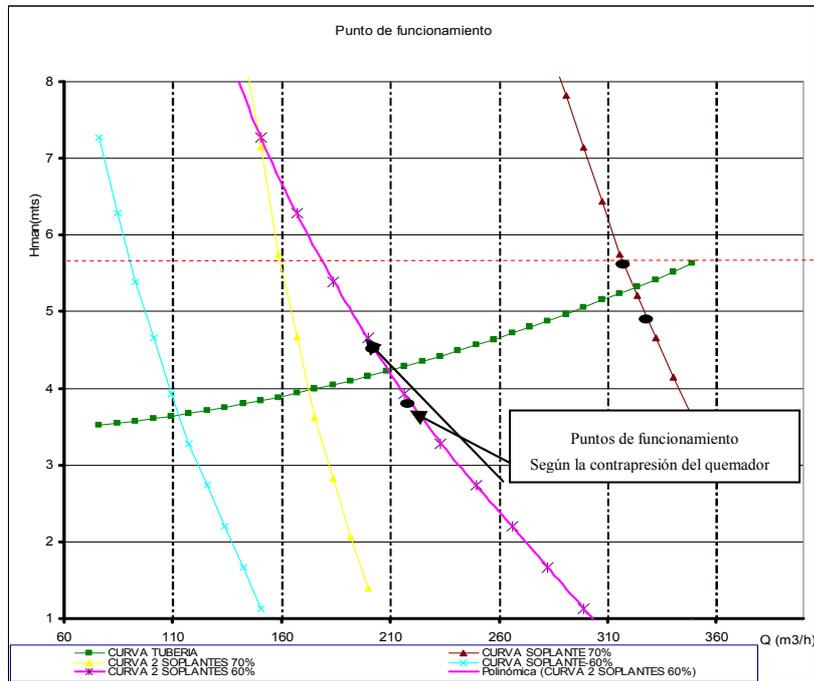


Gráfico de funcionamiento de Bombas (Caudal vs. mts)

2.15.2. Descripción del sistema a utilizar

Existen dos reactores anaeróbicos donde se genera biogas por la degradación de la materia orgánica procesada.

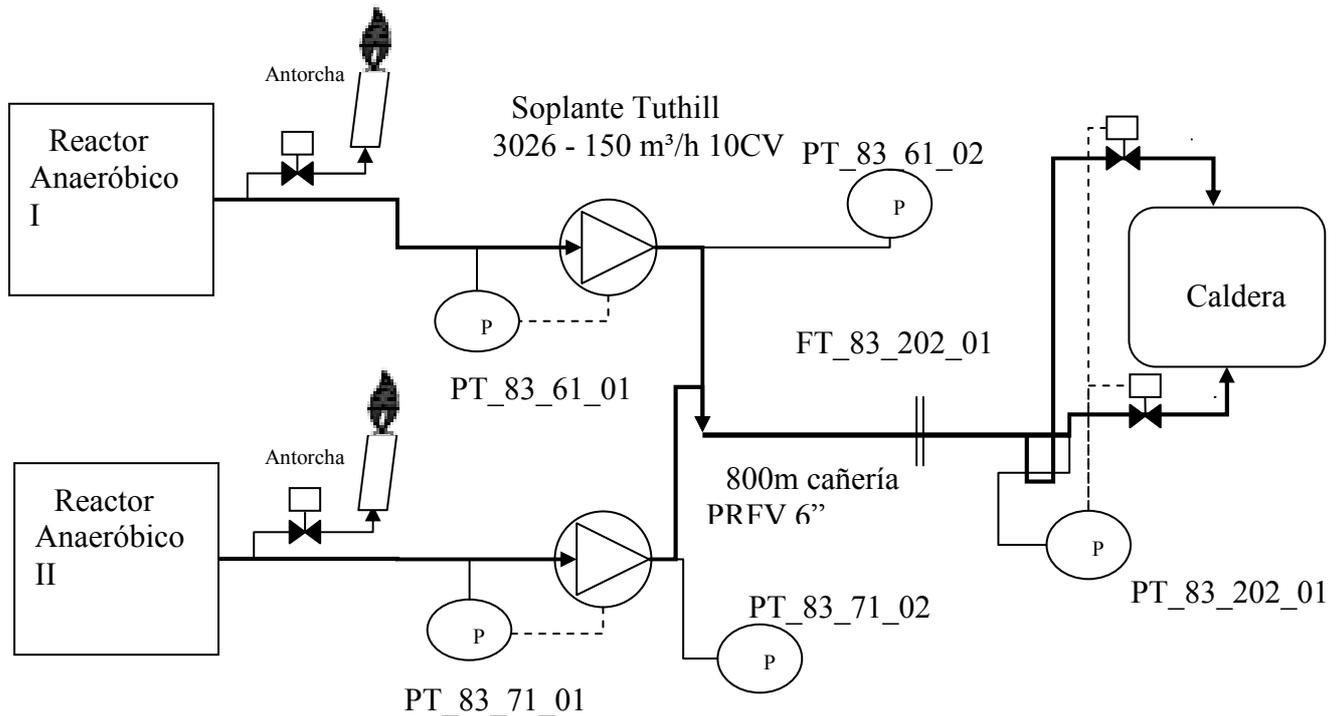
El gas generado está compuesto por entre un 70 a 85 % de Metano y el resto es esencialmente CO₂ con trazas de compuestos azufrados que le dan su penetrante olor característico.

La generación de biogas dentro del reactor presuriza el interior de los mismos.

A fin de que la presión no alcance niveles excesivos se debe extraer el gas del interior.

El gas debe ser quemado a fin de que no afecte el medioambiente porque ambos compuestos son gases de efecto invernadero.

Esto se realiza de dos posibles maneras. Aprovechando el poder calorífico del gas quemándolo en el interior de la caldera o mediante las antorchas con las que fueron provistos los reactores.



Esquema de instalación (propuesta 2)

El quemador de biogas de cada antorcha cuenta con un transmisor que mide la presión justo antes del ingreso al mismo. Mediante una válvula que habilita el quemado cuando la presión aumenta y deshabilita el quemado cuando la presión disminuye, según los límites fijados desde pantalla.

2.15.3. Modo automático

El operador selecciona el modo automático o manual para cada soplante.

Cuando el soplante se encuentre en modo automático. Se forzará al cierre de la válvula de ingreso a la antorcha. (Salvo condición de enclavamiento)

El soplante arranca cuando:

1. Se recibe la señal de caldera 2 lista proveniente de sala de maquinas (*)
2. La presión de aspiración alcanza al valor de parámetro “Presión de arranque – soplante”. (Parametrizable entre 0,3 y 1 mca)

Durante el funcionamiento se regula la presión de aspiración en el valor seleccionado.

La velocidad de funcionamiento de cada soplante es regulada mediante un lazo PID que se implementa en el sistema de control. La variable que se debe mantener constante es la presión de aspiración PT_83_61_01 para el reactor I y PT_83_71_01 para el reactor II.

El SP de presión de aspiración es indicado por el operador entre los límites permisibles Inicialmente en 0,3 mca (parametrizable entre 0,3 y 0,9 mca)

(*) La señal la genera el PLC de servicios generales de calderas cuando el % de demanda de la caldera 2 es superior al 30% (configurable entre 10 y 100%) y se encuentra en régimen consumiendo Gas natural ó Fuel Oil.

Cada soplante se detendrá cuando se cumpla algunas de las siguientes condiciones:

- 1- La presión de aspiración alcance valores debajo del valor parametrizable “ Presión de parada – Soplante” Inicialmente en 0,1 mca (parametrizable entre 0,05 y 0,2 mmca)
- 2- La presión de descarga PT_79_99_18 es superior al valor indicado como “Alta presión de descarga – Soplantes”. Inicialmente en 0,8 m ca (parametrizable entre 0,6 y 1,1 bar).
- 3- Se deja de recibir la señal de caldera lista.

Nota: La velocidad del soplante minima es 15%.

2.15.4.Modo manual

Cuando el soplante marche por comando manual. Se forzará al cierre de la válvula de ingreso a la antorcha. (Salvo condición de enclavamiento).

Cuando el soplante se encuentre en modo manual detenido se habilitara el funcionamiento de la antorcha.

El operador puede comandar los soplantes prevaleciendo los enclavamientos de seguridad

Cuando se pasa el comando de automático a manual los equipos permanecen en el estado en que estaban. En la trasferencia de manual a automático el estado de marcha resulta de que estén dadas las condiciones para el funcionamiento.

2.15.5.Enclavamientos

- Los soplantes no podrán funcionar mientras persista la condición de alta presión de descarga
- La válvula previa al reactor estará abierta mientras funcione el soplante correspondiente
- Cuando no confirme la apertura de la válvula previa por mas de 3 seg. Se detendrá el soplante correspondiente.
- Los soplantes se indican como deshabilitados cuando no se encuentra presente la señal de Quemador listo recibida desde el sistema de control de la caldera. En este estado no pueden arrancar ni en manual ni en automático.
- Cuando la presión del reactor (PT_79_01_18 para el reactor I y PT_79_02_18 para el reactor II) alcance el valor “ muy alta presión en reactor” .Inicialmente en 1 mca (parametrizable entre 0,6 y 1,1 mca) Se habilitará el funcionamiento de la antorcha mediante la lógica existente.

Para cada situación de falla o enclavamiento se generara una alarma y el soplante involucrado pasa al estado manual detenido y queda a la espera de que el operador lo pase a automático.

En los estados en que se deshabilita el funcionamiento de la antorcha no se generaran las alarmas existentes actualmente en el automatismo de la antorcha.

Nota: Los reactores cuentan con sellos hidráulicos que funcionan como seguridades por exceso de presión..

El valor “ muy alta presión en reactor” debe establecerse un 20% por debajo del valor de ruptura del sello

Es decir que la presión de regulación definida como SP de presión de aspiración debe estar comprendida entre 0,3 y 0,8 mca.

La Presión de arranque – soplante” . Es un valor parametrizable comprendido entre 0,3 y 0,9 mca

El valor de “Presión de parada – Soplante” definido inicialmente en 0,1 mca (configurable entre 0,05 y 0,2 mca) apunta a la situación en que se halla roto el sello de agua. En este caso la presión de gas no aumenta porque el gas es libremente venteado a la atmosfera. Si los soplantes permanecen en marcha en esta situación pueden terminar tomando aire desde la atmosfera o aspirado liquido desde el sello.

2.16. Análisis de composición del BIOGAS

Para poder avanzar con el proyecto, es muy importante, conocer la composición del Biogas, ya que es a partir del cual, se abren las puertas a una oportunidad de mejora en el proceso de combustibles. Estos análisis muestran el porcentaje de Metano que existe en el Biogas que se obtiene de los procesos anaeróbicos en la Planta de Tratamiento de Efluentes. Así mismo este Metano será el utilizado para quemarlo en las calderas.

Como se podrá observar, existe presencia de Dióxido de Carbono (11% aproximadamente) así como de Nitrógeno (2,5% aproximadamente). Ambos productos también son quemados en la caldera pero sin el aporte que posee el Metano por la proporción que representa dentro de la masa de Biogas extraída.

ANALISIS		RESULTADO	METODO
NITROGENO	.% MOLAR	2.493	ASTM D 1945/03
DIOXIDO DE CARBONO	.% MOLAR	10.807	ASTM D 1945/03
OXIGENO	.% MOLAR	0.309	ASTM D 1945/03
METANO	.% MOLAR	86.383	ASTM D 1945/03
ETANO	.% MOLAR	0.000	ASTM D 1945/03
PROPANO	.% MOLAR	0.000	ASTM D 1945/03
ISO BUTANO	.% MOLAR	0.000	ASTM D 1945/03
BUTANO NORMAL	.% MOLAR	0.000	ASTM D 1945/03
ISO PENTANO	.% MOLAR	0.000	ASTM D 1945/03
PENTANO NORMAL	.% MOLAR	0.000	ASTM D 1945/03
HEXANOS	.% MOLAR	0.003	ASTM D 1945/03
HEPTANOS	.% MOLAR	0.000	GPA 2286
OCTANOS Y SUPERIORES	.% MOLAR	0.005	GPA 2286
DENSIDAD RELATIVA AL AIRE (1.01325 bar, 15°C)		0.672	ISO6976-95
PODER CALORIFICO SUPERIOR	.Kcal/ m ³ (1.01325 bar, 15°C)	7801	ISO 6976/95
PODER CALORIFICO INFERIOR	.Kcal/ m ³ (1.01325 bar, 15°C)	7024	ISO 6976/95
		ppmv	mg/m³
SULFURO DE HIDROGENO		347.20	498.58 ASTM D 5504
METILMERCAPTANO		0.27	0.55 ASTM D 5504

Análisis composición del Biogas

Es importante mencionar que en la segunda columna del cuadro “METODO”, figura el modo en el que se realizaron los análisis. Estos son ASTM D 1945/03, GPA 2286 y ISO6976-95 (Ver Anexo Estudio de Ingeniería)

2.17. Modificación Caldera Descripción de Lógica de Operación Biogas

2.17.1. Operación de Encendido Biogas Caldera

1. La caldera debe estar en régimen, en Gas Natural o Fuel Oil
2. Se debe habilitar el Biogás desde la PC (Pantalla “Biogás”)
3. Una vez habilitado el sistema verificará si hay suficiente demanda para solicitar el encendido de

Los sopladores.

Esta demanda para el encendido de biogás se configura en la pantalla de “Parámetros Biogás”.

4. Si la demanda de la caldera se sostiene por encima de la demanda de encendido por 30seg.

Solicitará el encendido de los sopladores de biogás automáticamente. Esto se observará en la

Pantalla “Biogás”.

5. Si la presión en la línea de Biogás es superior a 0.2 bar se debe ir al tablero de seguridad de la caldera y habilitar biogás desde el frente del tablero. Es posible habilitarlo en un principio pero

La línea de biogás debe estar presurizada a mas de 0.2 bar.

Si la presión de entrada de biogás es inferior a 0.2 bar el sistema de seguridad efectúa el corte del biogás a la caldera (PS 83 202 01) y genera una alarma correspondiente.

6. Si la demanda se sostiene por encima de la demanda de corte de biogás y la presión de entrada de biogás es superior a 0.6 bar por 30 seg. El sistema habilitara el ingreso de biogás a la caldera.

7. Las válvulas modulantes actuaran manteniendo la presión de línea de biogás. Esta presión se configura en la pantalla “parámetros biogás”.

8. Siempre que la presión de entrada esté por encima de 0.3 bar y la demanda de la caldera este por encima de la demanda de corte de biogás, la caldera funcionara con ambos combustibles:

Gas Natural/Biogás o Fuel-oil/Biogás. Cualquiera de las dos condiciones mencionadas efectúa un corte normal de biogás a la caldera. Para que se habilite nuevamente en forma automática la condición debe ser la enumerada en el punto 6.

2.17.2. Funcionamiento del sistema de control de la caldera con Biogas

Según la lectura de caudal de biogás que ingrese a la caldera, el sistema lo transforma a % de demanda o demanda de vapor, según los datos parametrizados en la tabla de Caracterización.

Con este caudal caracterizado a demanda el sistema disminuye o aumenta el Gas Natural y el aire hasta cubrir la demanda de la caldera.

Por ejemplo:

- Demanda de caldera 40%,
- Demanda de GN 30%,
- Demanda de Biogás 10%,
- Demanda de Aire 40%.

Estas relaciones entre combustibles y aire se deben mantener en valores próximos si la Demanda es estable en 40%.

El objetivo del sistema de control es mantener la presión de línea de Biogás, por ello el Caudal que ingrese de biogás a la caldera no será estable.

2.17.3. Parametrización de Biogas de la Caldera

DEMANDA CALDERA	BIOGAS m3/h	AIRE#1 %	AIRE#2 %	
0				Presión que debe mantenerse en la línea
10	80	7	7	
20	160	11	11	
30	242	15	15	
40	242	15	15	
50	242	15	15	
60	242	15	15	
70	242	15	15	
80	242	15	15	
90	242	15	15	
100	242	15	15	
MIN PEM	10			El porcentaje ingresado en esta columna es el que corresponde a la apertura necesaria para el caudal de Biogás. Esta apertura se sumara automáticamente a la apertura de aire del otro combustible afin de mantener el exceso de aire.
MIN OPER	10			

DEMANDA CALDERA	### %
PRESION DE TRABAJO	0,5 bar
DEMANDA DE ENCENDIDO	30 %
DEMANDA DE CORTE	15 %

DEMANDA DE ENCENDIDO: Demanda a la que el sistema debe solicitar el encendido de los sopladores para modular la caldera con Biogás.
DEMANDA DE CORTE: demanda a la que el sistema corte el ingreso de Biogás a la caldera.

Pantalla Parámetros Biogas

Para dar mayor o menor exceso de aire en algún punto de demanda de biogás solo se debe ingresar más o menos en la columna de Aire#1 o Aire#2.

Si al operar con Biogás se obtiene una lectura mayor a la indicada a partir del 30% de Demanda, se debe modificar la tabla cambiando el máximo de 242 m³/h.

CAPITULO 3 “ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO”

3.1.Introducción al estudio Económico Financiero

En la siguiente sección se intentará desarrollar los aspectos económicos del proyecto de Biogas para la Planta de Cervecería y Maltería Quilmes. Durante las secciones de Estudios anteriores se definieron los aspectos de Mercado y de Ingeniería. Es decir que en para la primera sección se demostró la conveniencia a priori de realizar el proyecto, entendiendo para ello todos los puntos referentes al mercado Gasífero y Petrolero (Fuel Oil). Se analizaron las variables de control que convergen en la generación de ahorros para la compañía tanto en los tiempos de consumo de Gas y Fuel Oil. Para ello se identificaron los precios actuales tanto del gas como del fuel oil y comparándolo con el precio de la electricidad que es consumida por el equipamiento instalado para el transporte del gas, es decir , los sopladores que se encuentran a la salida de los reactores I y II.

En el cálculo se determinaron que llevando los valores a porcentajes realmente poco probable, se daba la situación de ahorro nulo y es por ello que la conclusión parcialmente era que la probabilidad de no realizar la inversión era ínfima, es decir, que el riesgo asociado al proyecto era firmemente bajo. Es importante mencionar que el análisis se aplico tanto para la comparación de Gas Natural vs. Biogas y Fuel Oil vs. Biogas. También se tomo la opción de analizar si se utilizara durante todo el año Gas Natural como impactaría esto en la posibilidad de generar ahorros aplicando el proyecto. El resultado de ello fue que aun planteando escenarios no convenientes, la factibilidad también fue aceptada.

Luego de ello se avanza sobre el análisis de Ingeniería, donde se detallaron y se analizaron las conveniencias de aplicar un sistema o no para el traslado del Biogas hasta las calderas de la Planta.

3.2.Identificación del Proyecto

Con el fin de conocer la columna vertebral del proyecto, se identificaron las variables que debemos monitorear. Estos “input” son por ejemplo el precio del gas, la electricidad y el fuel oil. Así mismo debemos definir cuáles van a ser los requerimientos para poder concretar el proyecto, es decir, que materiales preciso para el buen funcionamiento del sistema que se va a implementar. Durante el estudio de Ingeniería se expreso esto mismo y el como se iba a realizar el proyecto desde lo técnico. Desde aquí se pudo observar como se van a realizar las instalaciones, con que facilidades contamos y que a equipamiento existente debemos aplicarle un proceso de reingeniería.

Por lo recién anunciado se listan los ítems que serán solicitados como los activos fijos del proyecto:

- Captación biogas
- Compresor Buster(Biogas)
- Válvulas y accesorios de conexión(Biogas)
- Piping biogas
- Instrumentación(Biogas)
- Estación reg secundaria gas(Biogas)
- Montaje(Biogas)
- Obra civil (Biogas)
- Ingenierías(Biogas)
- Imprevistos (Biogas)
- Automatización iluminarías de planta
- Mejoras en el sistema neumático de planta
- Adecuación de techos para ingreso luz natural
- Automatización sistema de regulación de llama en Calderas
- Mejoras en el sistema de recupero de condensado de planta
- Cambio de serpentinas de lavadoras
- Instalación de compresor de CO2 de menor potencia
- Eliminación de incrustaciones de condensadores evap. 1,4 y 5
- Instalación de purgas de aire en TCC
- Ventiladores Root para barrido en TCC
- Adecuación de lazos de control de temperatura en lav/paste

3.3. Escenario de costos

Para poder definir cual va a ser el costo de nuestro proyecto en el futuro y poder cuantificarlo con mayor facilidad, es importante primero conocer o determinar cuales eran los costos antes de activar el proyecto.

3.3.1. Costos Actuales

Costo combustible

- Costo fuel oil: 0,575 US\$/Kg.
- Costo gas natural: 5 US\$/MBTU
- Costo fuel oil reemplazable: 49.191,3 US\$/año
- Costo gas natural reemplazable: 213.504,0 US\$/año
- **Costo anual combustibles reemplazables: 262.695,3 US\$/año**

El costo del fuel oil y gas natural reemplazable se considera como el volumen de fuel oil o gas que vamos a dejar de comprar por el consumo de Biogas.

Costo energía

En la evaluación de los costos futuros con aprovechamiento del biogás se considera la energía consumida como nula para reflejar el incremento de demanda de energía por la compresión.

Gastos generales

En la evaluación de los costos futuros con aprovechamiento del biogás se consideran los gastos generales actuales nulos para reflejar el incremento de éstos debido a la inclusión de la nueva.

Costo anual operación y mantenimiento ACTUAL

Se puede observar entonces que el costo alcanza un valor en dólares de 262.695,3 US\$/año

3.3.2. Costos futuros

Costo combustible

En la evaluación de los costos futuros con aprovechamiento del biogás también se considera la energía consumida como nula para reflejar el incremento de demanda de energía por la compresión.

Costo energía

- Costo energía 70.0 US\$/MW
- Costo anual energía 7776.2 US\$/año

Generales

Costo gerenciamiento 2 000 US\$/año

Costos administrativos 1 500 US\$/año

Costos operadores 6 000 US\$/año

Materiales mantenimiento 3 000 US\$/año

Mano de obra mantenimiento 2 500 US\$/año

Contingencia 1 251 US\$/año

Costo combustible 0 US\$/año

Energía consumida 7 776 US\$/año

Consumibles 1 000 US\$/año

Se puede observar entonces que el costo alcanza un valor en dólares de 25.028, US\$/año, es decir que si comparamos los costos actuales vs. Costos futuros, vamos a determinar que la diferencia en costos es de un 90%.

3.4. Financiación

Una vez definido el nivel de inversión, esto lleva un proceso interno el cual es propio de Cervecería, en el cual los máximos estratos aprueban el monto destinado para la inversión. Dependiendo del nivel de presupuesto requerido, es el estrato que aprueba la inversión. En este punto intervienen las áreas de Finanzas y Proyectos. Por lo tanto para este proyecto la financiación saldrá por parte de Cervecería.

Por otro lado, al aprobarse este presupuesto, el área de Abastecimiento entra a jugar un rol muy importante para la sustentabilidad de proyecto desde el punto de vista comercial.

3.5.Estrategia comercial

En el momento que el presupuesto para el proyecto es aprobado, este inicia el proceso licitatorio para la compra de todos los activos fijos arriba enumerados. El proceso formal inicia a partir de la emisión de un pliego. Los especialistas del área técnica son los responsables por el control y armado de estas especificaciones técnicas. Al confeccionarse este pliego, compras es quien envía por correo abriendo la invitación a distintos proveedores del rubro. Estos proveedores solo pueden participar si se encuentran homologados por Cervecería.

Una vez que finalizan los plazos para entregar dichas ofertas, estas son enviadas al grupo técnico para su análisis comparando lo ofertado contra el pliego. La resultante de este análisis es una recomendación técnica. En dicha recomendación, se aprueban quienes de los oferentes se encuentran habilitados para iniciar el proceso de negociación del el Área de Abastecimiento. Cuando se ingresa en el proceso de negociación, es aquí cuando aparecen las condiciones de pago que financieramente tienen en el proyecto un impacto muy importante. Para alinearse con las otras áreas, Abastecimiento tiene por objetivo mantener una condición de pago con los proveedores que significa tener una estructura deudora frente a ellos. Esto quiere decir que el proveedor al entregar su mercadería, o realizar una obra, tendrá el ingreso de su facturación a los 120 días. Para esto también se facilitan otras herramientas financieras como el cheque diferido o transferencia bancaria. Actualmente Cervecería es quien financia sus propios proyectos a nivel Nacional.

3.6.Análisis de fondos requeridos

Los activos fijos se definen como los bienes que una empresa utiliza de manera continua en el curso normal de sus operaciones; representan al conjunto de servicios que se recibirán en el futuro a lo largo de la vida útil de un bien adquirido.

Para que un bien sea considerado activo fijo debe cumplir las siguientes características:

1. Ser físicamente tangible.
2. Tener una vida útil relativamente larga (por lo menos mayor a un año o a un ciclo normal de operaciones, el que sea mayor).
3. Sus beneficios deben extenderse, por lo menos, más de un año o un ciclo normal de operaciones, el que sea mayor. En este sentido, el activo fijo se distingue de otros activos (útiles de escritorio, por ejemplo) que son consumidos dentro del año o ciclo operativo de la empresa.
4. Ser utilizado en la producción o comercialización de bienes y servicios, para ser alquilado a terceros, o para fines administrativos. En otras palabras, el bien existe con la intención de ser usado en las operaciones de la empresa de manera continua y no para ser destinado a la venta en el curso normal del negocio.

Es importante aclarar que la clasificación de un bien como activo fijo no es única y que depende del tipo de negocio de la empresa; es decir, algunos bienes pueden ser considerados como activos fijos en una empresa y como inventarios en otra. Por

ejemplo, un camión es considerado como activo fijo para una empresa que vende artefactos eléctricos si es que lo usa para entregas de mercadería; pero es considerado como un inventario (para ser destinado a la venta) en una empresa distribuidora de camiones.

La vida útil de un activo fijo es definida como la extensión del servicio que la empresa espera obtener del activo.

La vida útil puede ser expresada en años, unidades de producción, kilómetros, horas, o cualquier otra medida. Por ejemplo, para un inmueble, su vida útil suele estimarse en años; para un vehículo, en kilómetros o millas; para una máquina, de acuerdo con las unidades de producción; para las turbinas de un avión, las horas de vuelo.3.6.1.Factores que limitan la vida útil de los activos

1. Factores físicos: Desgaste producido por el uso del activo y el deterioro causado por otros motivos distintos del uso y relacionado con el tiempo.

2. Factores Funcionales: Obsolescencia tecnológica, incapacidad para producir eficientemente. Insuficiencia para la capacidad actual de la empresa (expansión del negocio)

En el cuadro siguiente se definen los activos fijos requeridos para el proyecto de Biogas. Este listado nace los requerimientos emitido por los especialistas del grupo técnico de Cervecería. Estos ítems son definidos en gran parte en el Estudio de Ingeniería.

ANALISIS DE FONDOS REQUERIDOS	En miles de euro	En miles de \$	Total En miles de \$
	Tipo de Cambio (\$/Eur):		6
1 - ACTIVO FIJO			
Captacion biogas		57,0	57,0
Compresor Buster(Biogas)	4,5		27,0
Válvulas y accesorios de conexión(Biogas)	2,0		12,0
Piping biogas		150,0	150,0
Instrumentación(Biogas)	13,0		78,0
Estacion reg secundaria gas(Biogas)		30,0	30,0
Montaje(Biogas)		138,0	138,0
Obra civil (Biogas)		48,0	48,0
Ingenieria(Biogas)		18,0	18,0
Imprevistos (Biogas)		24,0	24,0
Automatizacion iluminarias de planta		51,6	51,6
Mejoras en el sistema neumatico de planta		31,8	31,8
Adecuacion de techos para ingreso luz natural		49,2	49,2
Automatizacion sistema de regulacion de llama en Calderas	24,0		144,0
Mejoras en el sistema de recupero de condensado de planta		51,0	51,0
Cambio de serpentinas de lavadoras	22,3		133,8
Instalacion de compresor de CO2 de menor potencia		36,0	36,0
Eliminacion de incrustaciones de condensadores evap. 1,4 y 5		25,8	25,8
Instalacion de purgas de aire en TCC		20,4	20,4
Ventiladores Root para barrido en TCC	4,0		24,0
Adecuacion de lazos de control de temperatura en lav/paste		14,1	14,1
TOTAL	69,8	744,9	1.163,7

Tabla de Fondos Requeridos para el Proyecto

3.7. Cronograma de Inversiones

En la tabla siguiente se define de que manera de van a realizar las inversiones medido en meses desde el año de inicio del proyecto. Para poder tener un mayor detalle de las inversiones que se van a estar realizando es que se explica a continuación:

Ingeniería/Consultaría/Honorarios (Mes 2 - 3): Esta inversión es la primera en realizarse ya que consta de todos los trabajos de diseño del piping y estimaciones de costos preoperativos.

Obra Civil (Mes 3 – 4): Incluye el Hormigonado para el montaje de los equipos, movimiento de paredes, construcción de centros de control de operaciones.

Equipos de Importación (Mes 3-4-5-11-12): Esto refiere a la adquisición de la línea de cañerías y sopladores.

Equipos Nacionales (Mes 5-6-7-9-10-11): Estas inversiones caen para todo la parte de codos, trampas de vapor, condensadores, purgas y ventiladores.

Instalaciones (Mes 5-6-8-9-10-11): Esto corresponde al montaje de los sopladores y toda la línea de piping (caños, codos, trampas de vapor, etc) .

MES DE INVERSION	ACTIVO FHO / CODIGO EN										TOTALES
	OBRA CIVIL 999200	EQUIPOS NAC. 999201	EQUIPOS IMP. 999202	INSTALACIONES 999203	INGENIERIA / CONSULTORIA / HONORARIOS	COSTO PERSONAL PROPIO 999205	LICENCIAS 999206	CAPACITACION 999207	PREOPERATIVOS 999208	OTROS 999209	
0 (Aprobación)											
1											
2					14						14,28
3	57		27,00		24						108,00
4	38		12								50,08
5		30	78	119,00							227,00
6		52		138							189,60
7		32									31,80
8				49							49,20
9		144		51							195,00
10		134		36							169,80
11		14	20	26							60,30
12			24								24,00
13											
14											
15											
16											
TOTALES		405,30		419,00	24,00						1119,06

Cronograma de Inversiones

3.8. Flujo de Fondos del Proyecto

El flujo de fondos permite medir la rentabilidad intrínseca del proyecto. Es decir, cuánto rinde la inversión total sin considerar el financiamiento de la misma.

La construcción del flujo supone que todas las inversiones son erogadas en su totalidad por el inversor, realizándose como la diferencia entre los ingresos y egresos de caja.

Sistema de aprovechamiento del Biogas en calderas
Cervecería y Materia Quilmes

A continuación se presenta el cálculo del flujo de fondos del proyecto para un periodo de 10 años (es el periodo que se estiman en todos los proyectos de cervecería) :

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión Inicial	-1.119,1										
Créditos a la Inversión											
Facturación adicional											
Costos											
Ahorros		619,9	619,9	619,9	619,9	619,9	619,9	619,9	619,9	619,9	619,9
Gtos de mantenimiento		-12,0	-12,0	-12,0	-12,0	-12,0	-12,0	-12,0	-12,0	-12,0	-12,0
EBITDA	0,0	607,9	607,9	607,9	607,9	607,9	607,9	607,9	607,9	607,9	607,9
Indemnizaciones											
Otros Extraordinarios											
Amortización		-111,9	-111,9	-111,9	-111,9	-111,9	-111,9	-111,9	-111,9	-111,9	-111,9
		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impuestos a las ganancias	0,0	-173,6	-173,6	-173,6	-173,6	-173,6	-173,6	-173,6	-173,6	-173,6	-173,6
NPAT	0,0	322,4	322,4	322,4	322,4	322,4	322,4	322,4	322,4	322,4	322,4
Cash Flow	-1.119,1	434,3	434,3	434,3	434,3	434,3	434,3	434,3	434,3	434,3	434,3
Cash Flow acumulado	-1.119,1	-684,7	-250,4	183,9	618,2	1.052,5	1.486,8	1.921,1	2.355,4	2.789,8	3.224,1

Tabla de Flujo de Fondos

Como se vio en la Tabla de Flujos de Fondo, la Inversión se deternermia de los Activos Fijos definidos con anterioridad.

El ahorro se determina haciendo la suma del ahorro anual por el reemplazo del Gas Natural y Fuel Oil por el Biogas. Es decir que para el primer caso tenemos un ahorro de 76.230 Eur. y esto se le suma 27.089 Eur. La suma de ambos ahorros por el tipo de cambio del inicio del proyecto (6 \$/Eur.) da un valor final de 619,9 k \$ argentino. Estos ahorros al restarle los Gastos de Mantenimiento de las Instalaciones llegamos al EBITDA de 607,9 \$.

Es decir que el cálculo para conocer el EBITDA es:

$$[(\text{Reemplazo fuel oil (Kg.)} * \text{precio del fuel oil (\$/Kg.)} - \text{precio de la energía (\$/Kwh.)} * \text{Kwh. consumidos año}) / \text{Tipo de Cambio (\$/Eur.)}] - \text{Gastos de Mantenimiento anual (\$)}$$

Mas adelante se analiza que ocurre en el caso de variación del tipo de cambio y que impacto tiene esto en el proyecto.

3.9.VAN

El valor actual neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una

tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

El método de valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

Una empresa suele comparar diferentes alternativas para comprobar si un proyecto le conviene o no. Normalmente la alternativa con el VAN más alto suele ser la mejor para la entidad; pero no siempre tiene que ser así. Hay ocasiones en las que una empresa elige un proyecto con un VAN más bajo debido a diversas razones como podrían ser la imagen que le aportará a la empresa, por motivos estratégicos u otros motivos que en ese momento interesen a dicha entidad. El Área de Finanzas de la compañía toma para todos sus proyectos la tasa de repago de los bancos como tasa de referencia.

Puede considerarse también la interpretación del VAN, en función de la Creación de Valor para la Empresa:

- Si el VAN de un proyecto es Positivo, el proyecto Crea Valor.
- Si el VAN de un proyecto es Negativo, el proyecto Destruye Valor.
- Si el VAN de un proyecto es Cero, el Proyecto No Crea ni Destruye Valor.

VAN al 12% anual: 1.334,9 k \$

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Formula del VAN

V_t representa los flujos de caja en cada periodo t .

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de períodos considerado.

3.9.1. VAN calculado con la tasa WACC

El WACC (del inglés Weighted Average Cost of Capital) se denomina en ocasiones en español Promedio Ponderado del Costo de Capital o Coste Medio Ponderado de Capital (CMPC), aunque el uso más extendido es con las siglas originales en inglés WACC. Se

trata de la tasa de descuento que debe utilizarse para descontar los flujos de fondos operativos para valuar una empresa utilizando el descuento de flujos de fondos, en el "enterprise approach".

El "CPPC" muestra el valor que crean las corporaciones para los accionistas (rentabilidad del capital invertido). Este valor o rentabilidad está por encima del costo de ese capital, costo que representa el CPPC, y sirve para agregar valor cuando se emprenden ciertas inversiones, estrategias, etc.

El resultado que obtendremos será un porcentaje, y aceptaremos cualquier inversión que esté por encima de este.

Es un método ampliamente utilizado en clases de finanzas a nivel de Posgrado para calcular el costo de capital de una empresa o proyecto.

Calculo:

$$WACC(cpp) = K_e \frac{CAA}{CAA + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{CAA + D}$$

Donde:

WACC: Promedio Ponderado del Costo de Capital

Ke: Tasa de costo de oportunidad de los accionistas.

Esta tasa es el resultado de la siguiente suma:

Rc: riesgo país

Rf: Tasa Libre de Riesgo : por lo general se toma el rendimiento del bono de los del tesoro de los Estados Unidos.

Rp: Prima de Riesgo: β apalancado * (Rm: Rentabilidad del Mercado - Rf: Tasa Libre de Riesgo)

El coeficiente de volatilidad (beta) de un activo financiero indica cuanto varía el rendimiento de dicho activo en función de las variaciones producidas en el rendimiento del mercado. De tal manera que al ser la beta del propio mercado igual a la unidad, todos los activos negociados en él tendrán betas superiores, inferiores, o iguales a la unidad. A aquéllos cuyas betas superen la unidad se les denomina activos agresivos y son los que más rápido ascienden ante un alza del mercado pero, por el contrario, son los que más rápido caen cuando el mercado se desploma; es decir, son los que más riesgo sistemático tienen. Por otro lado, los activos cuyas betas son inferiores a la unidad son los que varían menos que el mercado en su conjunto, cuando éste sube o baja, y, por tanto, disponen de un riesgo sistemático menor. Para este caso en particular, el Beta es menor a cero lo cual significa que la variabilidad frente al comportamiento del mercado es baja.

CAA: Capital aportado por los accionistas.

D: Deuda financiera contraída. Para este caso en particular la deuda es nula ya que el aporte de capitales es únicamente de los accionistas.

Kd: Costo de la deuda financiera que se adquiere

T: Tasa de impuesto a las ganancias

La necesidad de utilización de este método se justifica en que los flujos de fondos operativos obtenidos, se financian tanto con capital propio como con capital de terceros. El WACC lo que hace es ponderar los costos de cada una de las fuentes de capital. Este cálculo se hace de manera representativa a manera de mostrar el valor del proyecto traído a hoy pero con este tipo de tasa.

VAN con tasa WACC: 1.239 k \$

3.10.TIR y ROI

TIR o tasa interna de retorno está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

TIR: 37,2 %

Se define el período de repago, como el mínimo tiempo requerido para recuperar el capital total invertido. Para este proyecto dicho periodo es de 2,58 años.

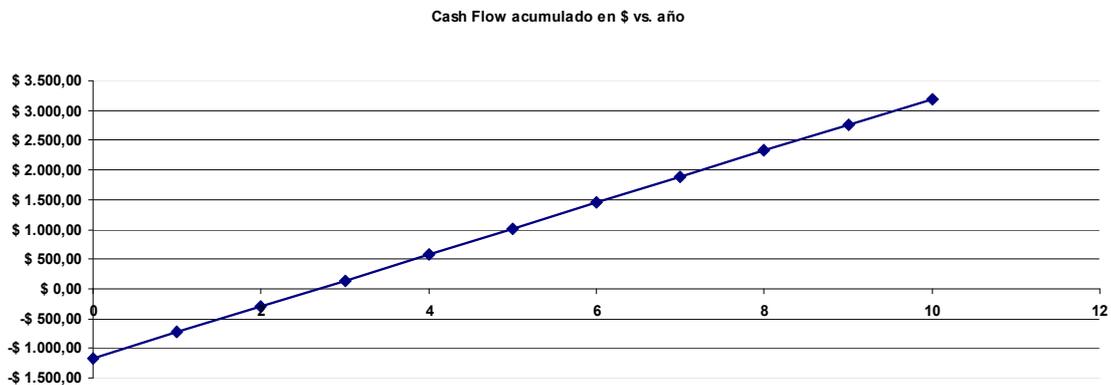


Grafico Flujo de Fondos Acumulado vs año

Una vez obtenido el Cash Flow se puede observar como al comienzo del año 3, el flujo comienza a ser positivo lo cual, comienza a recibir el ingreso de dinero al proyecto sin tener que cubrir la inversión del proyecto.

3.11. TOR y Efecto Palanca

Rentabilidad del Capital Propio (TOR) Mide la rentabilidad del capital propio y se obtiene a partir del flujo de fondos del inversor. Se calcula, al igual que la TIR, como aquella tasa que anula el VAN del inversor.

El Efecto palanca se calcula teniendo en cuenta que la TIR es aquella tasa que aplicada al flujo de fondos del proyecto anula el VAN, que la TOR es la tasa de Capital Propio que anula el VAN del flujo de fondos de los inversores, y que la diferencia entre las dos está dada fundamentalmente por la financiación

El efecto de la financiación en el rendimiento del proyecto se denomina “Efecto Palanca” o “Leverage” y se evidencia a través de la fórmula: $I = TOR / TIR$

El efecto palanca puede ser positivo o negativo dependiendo de si se produce una ganancia o una pérdida. Si la tasa de financiación i (considerando el efecto del impuesto a las ganancias), es menor que la TIR del proyecto ($i < TIR$), al realizar el cálculo de la tasa de Capital Propio ésta aumenta respecto de la TIR. A este efecto producido por el resultado de la financiación se lo denomina generalmente palanqueo positivo. Por lo tanto: Si $I > 1$ Se ha elegido una buena financiación (o al menos cumple con el requisito mínimos; es aconsejable compararla con índice de proyectos similares). Si $I < 1$ La financiación elegida produce un efecto de palanca negativo para el proyecto. (La i elegida genera una TOR menor que la TIR). Si $I = 1$ La tasa de retorno de capital propio sería igual a la tasa interna de retorno del proyecto sin financiación, lo vendría ser igual que financiar el proyecto 100% con financiación de capital propio.

TOR: 37 %

Efecto palanca = TOR/TIR: 100%

3.12. VAE

El valor actual equivalente es el producto del VAN y la tasa de descuento WACC.

Este método consiste en convertir en una Anualidad con pagos iguales todos los ingresos y gastos que ocurren durante un período. Cuando dicha anualidad es positiva, entonces es recomendable que el proyecto sea aceptado.

El método se utiliza comúnmente para comparar alternativas. El VAE significa que todos los ingresos y desembolsos (irregulares y uniformes) son convertidos en una cantidad uniforme anual equivalente, que es la misma cada período.

Por lo tanto, si:

$VAE \geq 0$ Acéptese la inversión.

$VAE < 0$ Rechácese la inversión.

Sistema de aprovechamiento del Biogas en calderas
Cerveceria y Materia Quilmes

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tasa descuento	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%
Cálculo denominador	0,884	0,781	0,690	0,610	0,539	0,476	0,421	0,372	0,329	0,290

Tabla del VAE

Como el VAE es positivo entonces se acepta la inversión

3.13. Relación Costo/Beneficio e Índice de rentabilidad

Contrario al VAN, cuyos resultados están expresados en términos absolutos, este indicador financiero expresa la rentabilidad en términos relativos. La interpretación de tales resultados es en centavos por cada "euro" ó "dólar" que se ha invertido.

Para el cómputo de la Relación Beneficio Costo (B/c) también se requiere de la existencia de una tasa de descuento para su cálculo.

En la relación de beneficio/costo, se establecen por separado los valores actuales de los ingresos y los egresos, luego se divide la suma de los valores actuales de los costos e ingresos.

Situaciones que se pueden presentar en la Relación Beneficio Costo:

- Relación B/C > 0

Índice que por cada dólar de costos se obtiene más de un dólar de beneficio. En consecuencia, si el índice es positivo o cero, el proyecto debe aceptarse.

- Relación B/C < 0

Índice que por cada dólar de costos se obtiene menos de un dólar de beneficio.

Entonces, si el índice es negativo, el proyecto debe rechazarse.

El valor de la Relación Beneficio/Costo cambiará según la tasa de actualización seleccionada, o sea, que cuanto mas elevada sea dicha tasa, menor será la relación en el índice resultante.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
FF	(923)	429	429	429	429	429	429	429	429	429
WACC	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%	13,16%
Flujo presente	(923)	379	335	296	262	231	204	181	160	141
Suma Ingreso	2.188									
Suma Egreso	923									

Tabla de Índice de Rentabilidad

Índice de Rentabilidad: 197,95 %

3.14.Sensibilidad de un proyecto

Aunque pueden parecer obvios los usos de análisis de sensibilidad después de revisar las principales técnicas de su aplicación, es necesario insistir sobre determinados aspectos que no han sido explicados aun. Básicamente, la sensibilización se realiza para evidenciar la marginalidad de un proyecto, para indicar su grado de riesgo o para incorporar valores no cuantificados.

Determinar la marginalidad de un proyecto es relevante, puesto que el monto del VAN calculado no representa una medida suficiente para calcular la proporcionalidad de los beneficios y costos del proyecto. El análisis de sensibilidad muestra cuan cerca del margen se encuentra el resultado del proyecto al permitir conocer si un cambio porcentual muy pequeño en la cantidad o precio de un insumo o del producto hace negativo el VAN calculado. Si así fuese, el proyecto sería claramente marginal.

Teóricamente, no es importante conocer la marginalidad de un proyecto si no existe incertidumbre. Sin embargo, al ser el flujo de caja, sobre el que se basa la evaluación, el resultado de innumerables estimaciones acerca del futuro, siempre será necesario su sensibilización.

De aquí se desprende como se puede emplear este análisis para ilustrar lo riesgoso que puede ser un proyecto. Si se determina que el valor asignado a una variable es muy incierto, se precisa la sensibilización del proyecto a los valores probables de esa variable. Si el resultado es muy sensible a esos cambios, el proyecto es riesgoso.

El análisis de sensibilidad, en estos términos, es útil para decidirse a profundizar el estudio de una variable en particular o, a la inversa, para no profundizar mas su estudio si, por ejemplo, se determina que el resultado del proyecto es insensible a determinada variable. En este caso, no se justifica ser perfeccionista para calcular exactamente un valor que se sabe es irrelevante. En general, mientras mayor sea un valor y más cercano este el periodo cero en el tiempo, más sensible es el resultado a toda variación porcentual en la estimación.

Aun incorporando variables cualitativas es la evaluación, es preciso que estas sean de laguna forma expresadas cuantitativamente. Esto mismo hace que el valor asignado tenga un carácter incierto, por lo que se requiere su sensibilización.

Si bien el análisis de sensibilidad facilita el estudio de los resultados de un proyecto, su abuso puede conllevar serias deficiencias en la evaluación. Ha un abuso del análisis de sensibilidad cuando el evaluador lo usa como excusa para no intentar cuantificar cosas que podrían haberse calculado. Lo mismo sucede cuando el informe presenta solamente un conjunto complicado de interrelaciones entre valores cambiantes, omitiendo proporcionar una orientación. Es preciso que el evaluador asuma un papel de consejero frente al inversionista, sirviéndose del análisis de sensibilidad como de un complemento para su objetivo de recomendación de la aceptación o rechazo del proyecto.

3.15. Identificación de variables de riesgo

En todo proyecto al definirlo desde el punto de vista micro y macro se desprenden una serie de variables que contribuyen a la estructura de la inversión y pasan a ser drivers que hacen a la toma de decisiones. Para ello es necesario poder entender que sucedería si estas variables dejan de ser fijas y por razones internas o externas a la inversión comienzan a variar. Por esto es que se definen algunos puntos que serán analizados utilizando el método de Monte Carlo. La intención es que con esto, podamos obtener distintos escenarios de impactos en el proyecto y en función de ellos saber como mitigar los riesgos que se representan. Para las siguientes variables, se le asignara al riesgo una variabilidad del 5% (+/-) con respecto a los valores actuales.

Las variables que vamos a tener en cuenta para los análisis son:

- Tipo de Cambio
- Riesgo País
- Precio de la Electricidad
- Precio del combustible (Gas Natural y Fuel Oil)
- Costo unitario de Inversiones
- Demanda de Cerveza anual

3.16. Variación del precio del gas, fuel oil y demanda anual de cerveza

En el próximo grafico se puede ver como impacta la variación del precio del Gas Natural y Fuel Oil y así mismo las demandas en ambos casos. Para este análisis se incluyen estas tres variables ya que con el precio de los insumos y la demanda de cerveza se calcula el consumo final de Gas y Fuel Oil y a partir de ello se calcula el porcentaje de Biogas que puede reemplazar el uso de los insumos. Al determinar el porcentaje se conoce el ahorro generado y esto se incluye en el cálculo del Cash Flow. Una vez definido el Cash Flow y conociendo la tasa con la que descuenta el banco, se determina el VAN del proyecto.

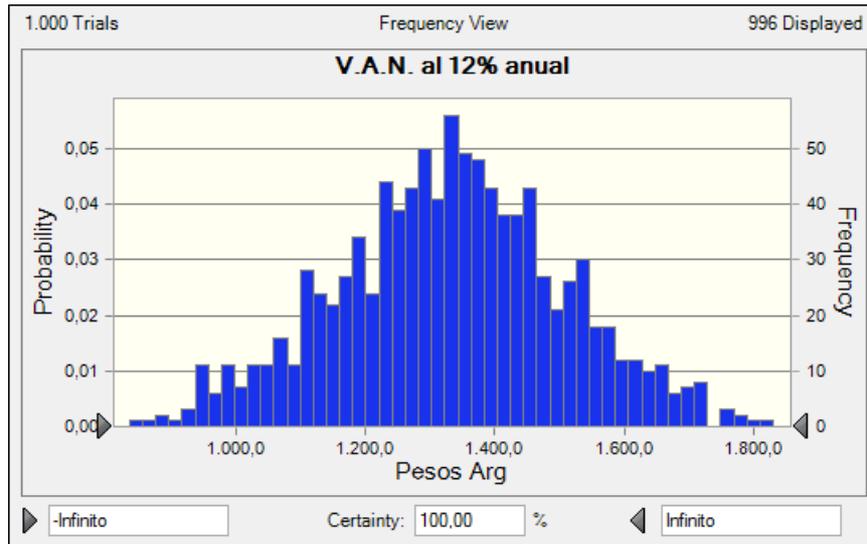


Grafico del VAN al 12 % anual variando precio del gas , fuel oil y electricidad sumado la demanda.

En el Grafico de arriba podemos ver como existe un alto porcentaje de ocurrencia de que el VAN caiga sobre los valores que se estimaron en el proyecto. Con certeza podemos advertir que los valores del VAN se pueden extender como mínimo alrededor de 1000 k\$ hasta valores de 1800 k\$.

Así mismo estas variables aun son favorables ya que como podemos ver en el cuadro siguiente, aun teniendo un VAN de aproximadamente 1000 k\$, la Tasa Interna de Retorno toma un valor aproximado del 30%, el cual esta por encima de la tasa de descuento del banco.

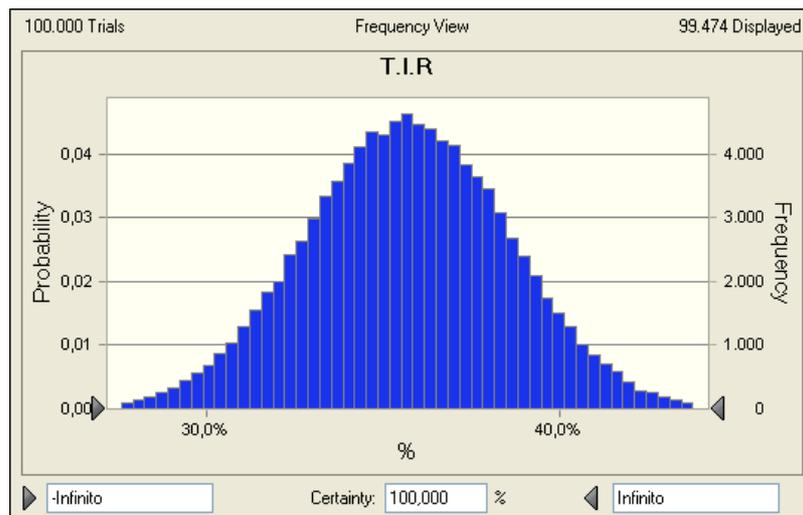
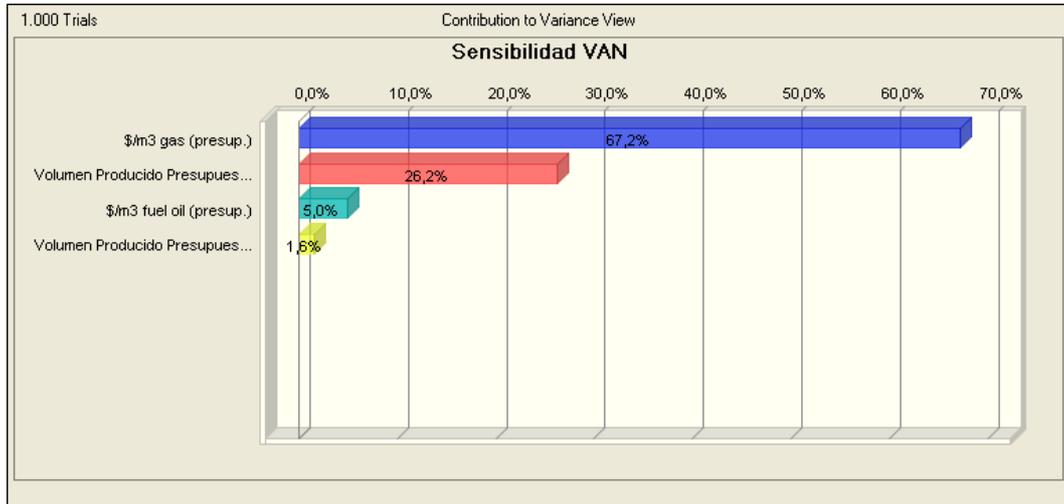


Grafico de la TIR variando precio del gas , fuel oil y demanda de cerveza

Para poder determinar el peso relativo de las variables se analiza la sensibilidad de las mismas para ver que variable es la que tendrías que prestar más atención a fin de mitigar el riesgo con alguna herramienta financiera.

En el cuadro siguiente se puede observar que de las variables enunciadas arriba, el precio del gas es la variable que mas impacta en el VAN del proyecto. Es decir que el 67,2% del riesgo lo consumo el precio del Gas.



Sensibilidad de las variables frente al resultado de la simulación por el VAN y la TIR

Luego ver obtener estos resultados, se plantea la inquietud de saber que ocurre si variamos el precio de la electricidad.

El la tabla siguiente se muestran los precios del Fuel Oil, Gs Natural y Energía Eléctrica. Estos datos fueron brindados por Cervecería Quilmes.

Año	Electricidad (\$/kwh)	Fuel Oil(\$/kg)	Gas Natural(\$/m3)
2003	0,115	0,56	0,87
2004	0,121	0,68	1,25
2005	0,139	0,84	1,26
2006	0,139	1,43	1,08
2007	0,189	1,51	1,37
2008	0,22	1,84	0,92
2009	0,28	1,62	0,57
2010	0,34	1,74	0,70

Tabla de Precios

Como podemos ver en el siguiente cuadro, las tendencias muestran que tanto el precio del Fuel Oil como el de la Energía Eléctrica se acompañan mutuamente con un coeficiente de correlación del 80%, es decir, que poseen un índice de gran relación entre el comportamiento de ambos precios.

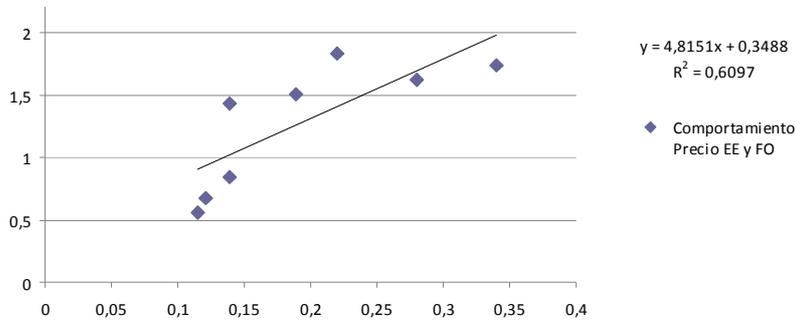


Grafico de regresión lineal entre Precios de EE y FO

Para el caso del precio del Gas Natural, este tiene una baja relación con respecto al comportamiento del precio del Fuel Oil (55%) pero no ocurre esto contra el comportamiento del precio de la electricidad ya que alcanzan valores del 65%, el cual es aceptable si estamos hablando de la relación entre los comportamientos de precios de mercado. Es importante mencionar que independientemente del precio del Gas Natural a nivel mercado, Cervecería durante el 2008 cerró un acuerdo de precio por ese año de 32 centavos por metro cúbico.

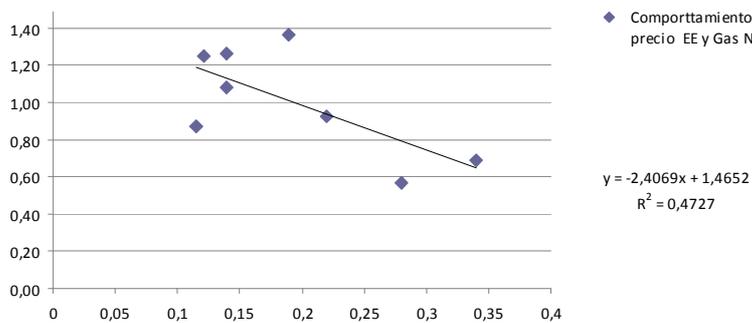
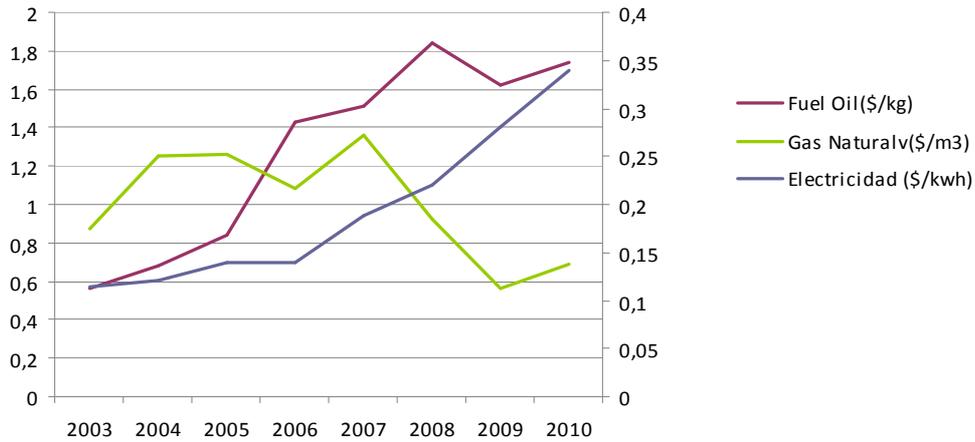


Grafico de regresión lineal entre Precios de EE y GN

En el siguiente grafico, se muestran los precios del Fuel Oil, Gas Natural y Electricidad por año. Donde los precios del Fuel Oil y Gas Natural se miden contra la columna de la izquierda, mientras que el precio de la Electricidad se mide contra la columna de la derecha.

El precio del Gas como se puede observar tiene una caída a partir del año 2009, esto se puede interpretar como un abaratamiento en el costo del gas por el aumento en las inversiones como es por ejemplo el gasoducto del Norte en Bolivia.



Evolución Histórica de Precios

3.16.1. Incluyendo en el análisis el precio de la electricidad durante ambos consumos

En el próximo gráfico se analiza la variabilidad del precio del fuel oil por metro cúbico, para ello se plantearon escenarios de poca realidad en el contexto de hoy pero que al tener un proyecto de 10 años y con una incertidumbre grande es importante tomarlos para ver que, dado un escenario tipo como este impacta en el proyecto.

Por ello es que se toma escenarios donde el precio puede crecer al doble o donde por una intervención del gobierno u otra entidad este pueda reducirse a precios iguales a los que hoy posee el precio de la electricidad.

En los próximos gráficos donde tomamos con una distribución normal el costo de la energía eléctrica. Como se vera existen dos gráficos del mismo costo. Esto corresponde que en el primer gráfico el costo de energía corresponde al análisis que se hace mientras se consume gas natural mientras que en el segundo gráfico el costo de electricidad corresponde al análisis durante el consumo de fuel oil. En el primer caso, y como se vio en el estudio de mercado, se plantea el escenario donde el precio de la electricidad alcanza valores de 3,6 \$ por Kwh. Para el segundo caso el punto de decisión se encuentra en valores superiores que rondan los 13 \$ por Kwh.

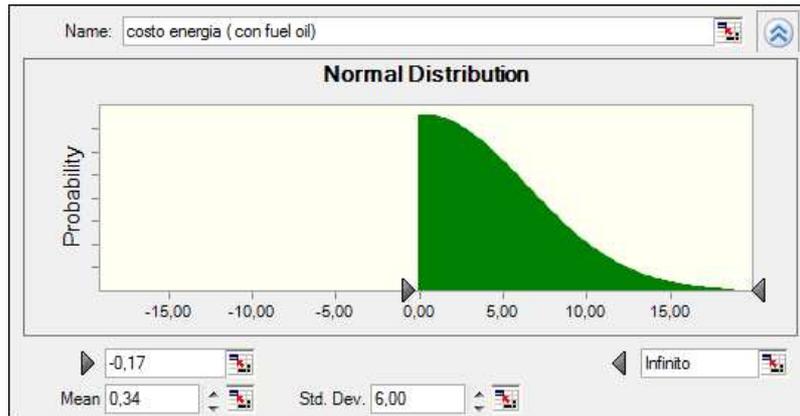


Grafico de Probabilidad del costo de energía de FO

En siguiente input de la demanda de cerveza para la temporada baja de consumo (de Junio a Julio) se toma una variación del 100% en relación al valor actual ya que planteamos un escenario dado las siguientes tendencias:

- Cambio climático, un aumento de las temperaturas en algunas regiones del país.
- Aumento en las exportaciones dado el contexto cambiario del país y su posible ingreso al mercado centro americano.

Para el consumo de cerveza durante los periodos de alto consumo (Meses de Agosto a Abril) si bien podemos plantear una variación del 100% esto esta sujeto a la capacidad instalada de la planta y la posible caída de productos sustitutos como es hoy el vino. Por ello se plantea un escenario donde la variación es del 60% de la demanda que hoy se estima en hectolitros de cerveza.

Luego de plantear los input y hacer correr la simulación con 100.000 corridas, obtenemos el siguiente output donde en un análisis a priori, podemos determinar que el valor del VAN nunca alcanza un valor negativo. Lo que se analizara mas adelante es como podemos mitigar los riesgos para que el VAN que hoy tiene el proyecto, se mantenga y no caiga por debajo de los valores actuales.

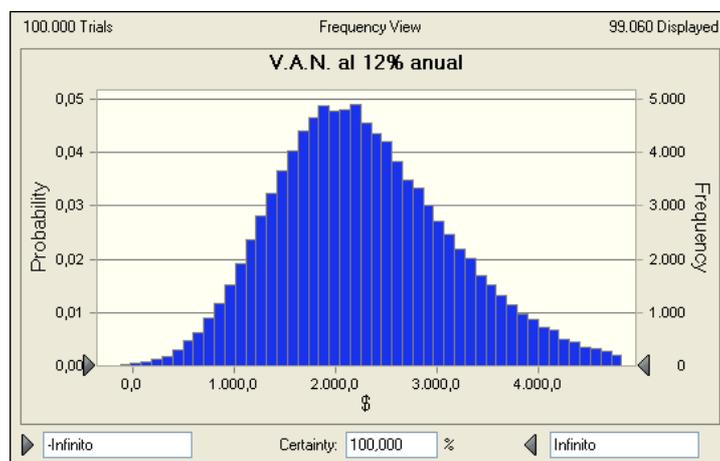


Grafico del comportamiento del VAN al incluir al análisis el precio de la EE

El resultado da como límite inferior alrededor de 1000 k\$ y como valores superior de 4000 k\$.

Una vez visto que resultado se tiene como output y bajo la necesidad de mitigar los posibles riesgos para que el VAN no caiga por debajo de los valores actuales, es que podemos analizar la sensibilidad de las variables que fueron incluidas como inputs de la simulación. Es por ellos que se toman los precios del gas, del fuel oil, de la electricidad y los consumos durante las temporadas de alta y baja de cerveza (demanda). Y a partir de ello se concluyen los pesos relativos de cada input.

Porcentaje de Incidencia

Precio del gas: 29,4%

Costo de la energía durante el periodo de alto consumo: 23,2%

Demanda de cerveza durante el periodo de alto consumo: 18,6%

Precio energía eléctrica durante el periodo de bajo consumo: 15,2%

Demanda de cerveza durante el periodo de bajo consumo: 9,7%

Precio del fuel oil: 3,8%

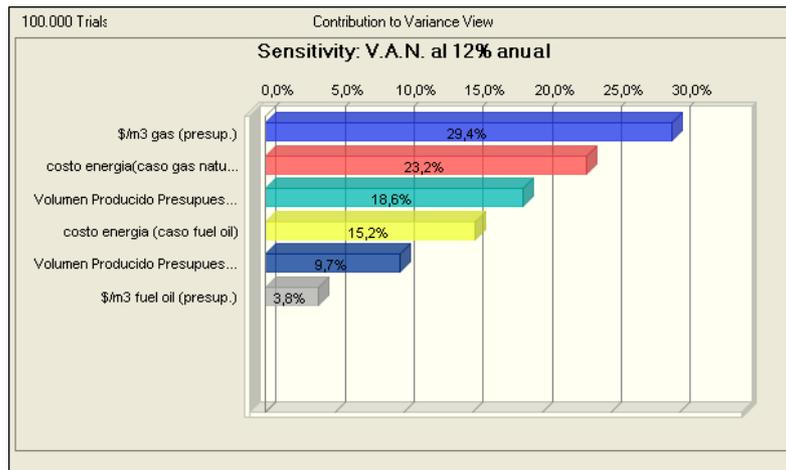


Gráfico de sensibilidad de los precios (EE, FO y GN) en el resultado del VAN

3.17. Variando el tipo de cambio

La moneda cambiaria es siempre un factor a tener en cuenta en cada proyecto ya que después del 2001 el euro aumento en un 680% al día de hoy. Por ello es mandatorio incluirlo en un análisis en particular para este caso. Dado la incertidumbre que tiene el tipo de cambio y que el mismo esta sujeto muchas veces a la situación gubernamental y al contexto macro y micro del país, es que solo podemos pensar una variación de 60 centavos de euro. Es importante mencionar que esta variación también se ve reflejada con el mercado europea, el cual también tiene saltos en sus variaciones cambiarias con respecto al dólar y que esto afecta al mercado global. Como se puede ver en el output

del proyecto, la variación en el tipo de cambio no afecta al valor del VAN. Esto se debe a que el proyecto no depende en gran parte de compras de importación, sino de proveedores nacionales con mano de obra y know how nacionales.

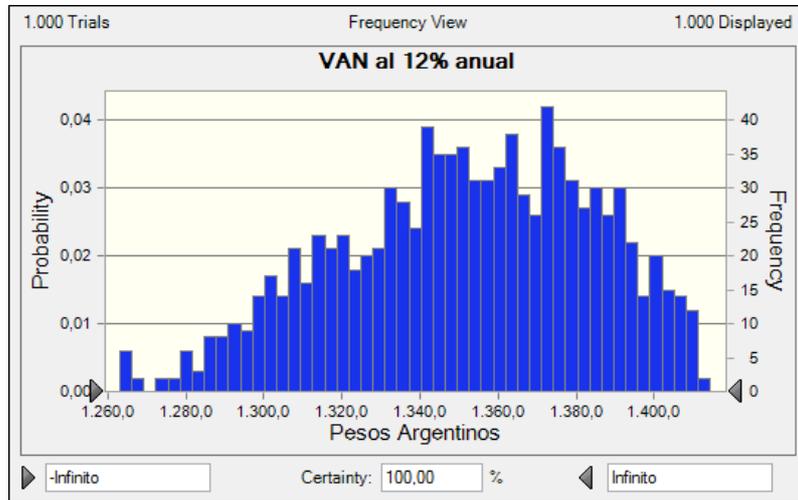


Grafico del comportamiento del VAN variando el tipo de cambio

Como puedes ver en el cuadro de arriba, la variación del VAN con una tasa del 12% se mantiene entre 1280 k\$ y 1400 k\$. Teniendo en cuenta que el VAN actual calculado es de 1299 K\$, nos da un escenario en el que aun teniendo un cambio considerable en el tipo de cambio, este afecta en muy poca medida al resultado final.

Adicionalmente, podemos ver que el valor de la TIR no varía de manera de que esta caiga por debajo del 12%, lo cual seria una preocupación para la factibilidad de la inversión.

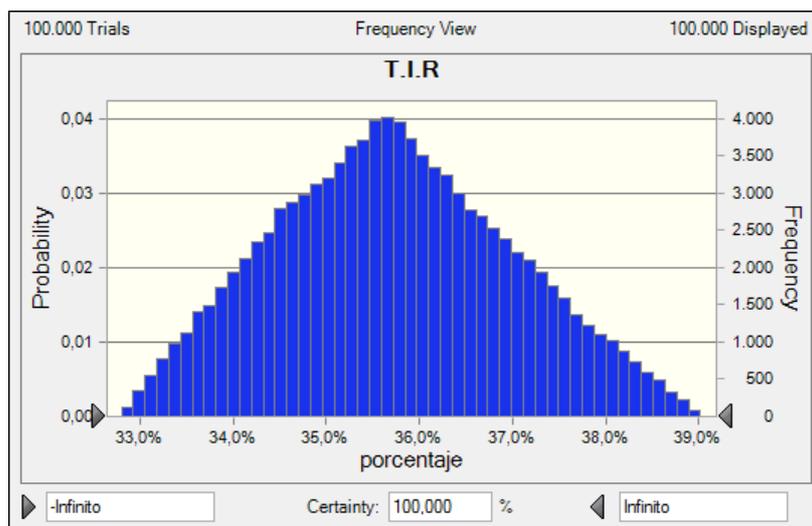


Grafico del comportamiento de la TIR variando el tipo de cambio

3.18. Variación del Riesgo País

El riesgo país se conoce como la credibilidad que tiene un inversor en el país donde se desea realizar un proyecto e invertir. Dado la alta incertidumbre que se tiene en el país, no es posible tener un historial que valide y que nos de un entendimiento de los ciclos sobre como evoluciona, ya sea favorable o desfavorable, los niveles del riesgo país.

Por lo tanto la variación que resulta de las distintas corridas del programa simulando distintos estados del valor del riesgo país, da como resultado el siguiente grafico de frecuencias de ocurrencia. En el siguiente grafico se muestra el valor del VAN calculado con la tasa WACC. Esta tasa tiene dentro de su calculo al riesgo país, de allí es donde esta la conexión entre el riesgo país y el VAN del proyecto.

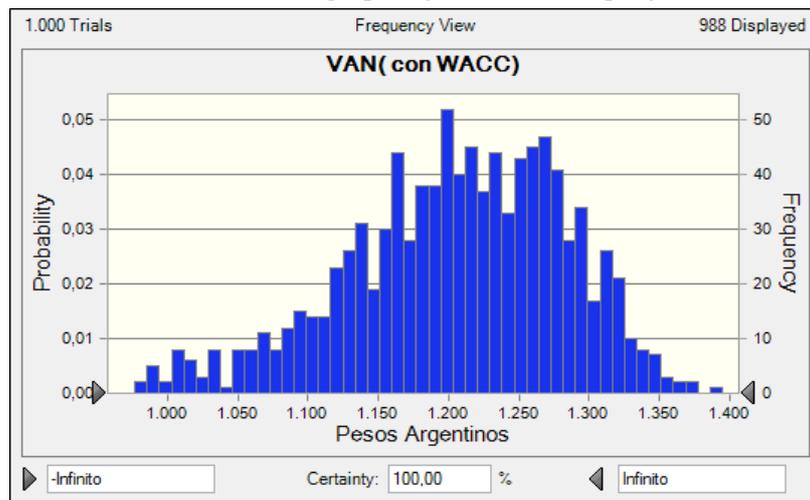


Grafico del comportamiento del VAN (con WACC) variando el riesgo país

3.19. Variando las Inversiones

Una de las estructuras más importante de todo proyecto son los activos con los que se debe contar para su realización. Por ello es que se lista a continuación las variables que componen el activo fijo y que son de mayor peso dentro de la inversión:

- Piping Biogas: corresponde a todas las cañerías para el Biogas. Estos materiales suelen ser importados por el bajo costo que representan y donde al adquirirlos de compañías globales, están absorben con mayor facilidad el precio de la commodity (Aluminio) y así poder ofrecer mejores precios en el mercado. Pero como no contamos con una estimación de cómo se piensa mover el precio para el proveedor, le asignamos una variación del 20% en relación a los precios que tienen actualmente en el mercado.
- Automatización sistema de regulación de llama en Calderas : una vez montado todo el sistema de cañerías , codos , trampas de vapor , sopladores y controladores de todo el sistema se inicio el proceso de automatización de todas

las partes con el fin de lograr una llama dentro de la Caldera que sea controlable. Esta automatización solo es realizable por el proveedor de las Calderas lo cual hace que el tipo de cambio y el costo de mano de obra sea un factor a tener en cuenta para el análisis. La mano de obra dado la variabilidad de los sueldos que así como en el país, las paritarias es moneda corriente en cualquier parte del mundo.

- Cambio de serpentina de lavadoras: este ítem requiere de compras de importación lo cual afecta al proyecto por la variabilidad de tipo de cambio a futuro.
- Montaje: si bien para este punto no contamos con factores como precio de commodity y tipo de cambio, tenemos un factor muy importante que es la negociación sistemática de las paritarias por parte del Ministerio de Trabajo con aumentos que siempre están por encima del 10%. Es por ello que todos los proveedores impactan los aumentos de salarios en los presupuestos del costo de montar el sistema de traslado de Biogas.
- Instrumentación: este ítem incluye la instalación y provisión de todos los controladores y actuadores (automatización). Estas adquisiciones son de importación por lo que tenemos dentro de los precios el tipo de cambio. Por otro lado, para los actuadores tenemos materiales que poseen precios de commodities, como es el aluminio.

Para todos los puntos recién mencionados se tomo la decisión de variar en un 20% su valor actual para lograr analizar el output que se muestra a continuación

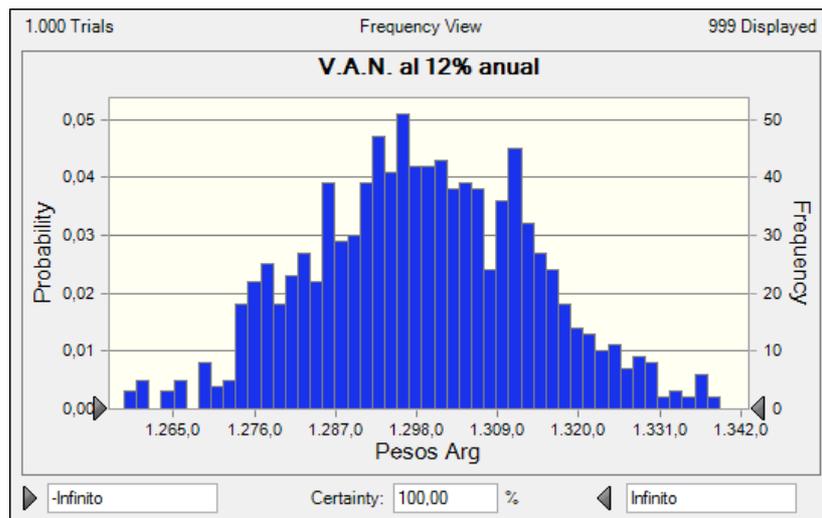


Gráfico del comportamiento del VAN variando la inversión

Como se puede observar en próximo cuadro, el Piping de Biogas es el ítem que mas impacta en el resultado que se muestra arriba (grafico del VAN).

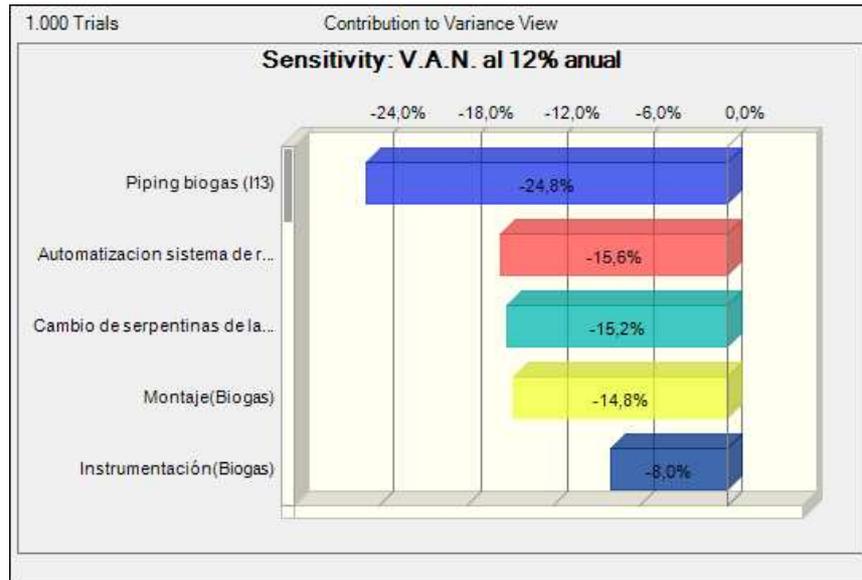


Tabla de sensibilidad de las variables al variar la inversión

3.20.Caso de mitigación de Riesgos

Como pudimos definir en el estudio de mercado, los precios de la electricidad hacían que a priori el proyecto no sea factible si este alcanzaba valores tipo. Estos eran para el caso de análisis durante el consumo de gas natural, un precio de la electricidad de 3,6 \$/Kwh. y para el caso del consumo de fuel oil, un precio cercano al 13 \$/Kwh. Por lo tanto se utilizó la simulación de Montecarlo para forzar estos valores y poder ver que valor toma el VAN.

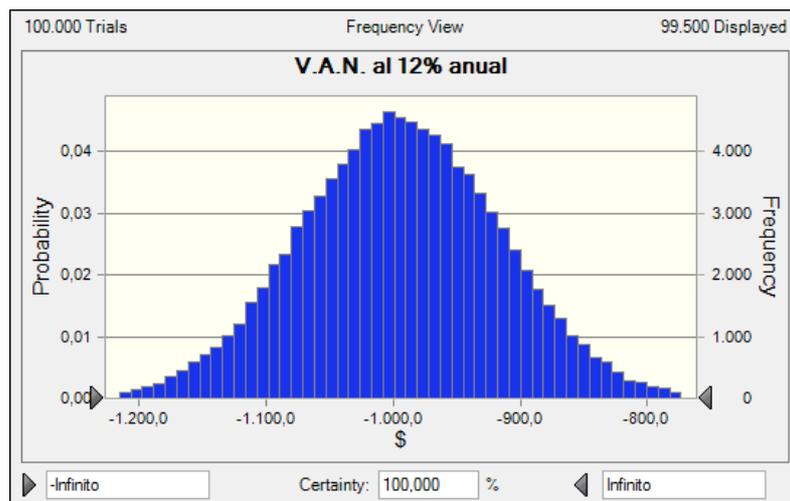


Grafico del comportamiento del VAN al mitigar riesgos

Podemos concluir que el VAN toma valores negativos que rondan los -1000 k\$. Es por ello que debemos tomar acciones correctivas para este escenario bien para el caso planteado, el escenario o probabilidad de ocurrencia es bajo, debemos conocer que es

posible tener una negociación con las compañías proveedores de electricidad donde se deberían formalizar contratos con duración de una cierta cantidad de años con el fin de fijar los precios y así poder cubrirnos ante unas suba en los precios. La posibilidad de lograr esto es alta ya que Cervecería es hoy quien tiene el 74% de share del mercado y con el fin de abastecer la demanda no es posible que se detenga la producción por un incremento de precio ya que la responsabilidad de ello sería de un tercero.

3.21. Conclusiones Final

Podemos ver a través de los distintos escenarios que aun modificando las variables de peso relativo, la factibilidad del proyecto continua siendo aceptada. De hecho se debe plantear escenarios, que son poco probables para lograr tener una desaprobación de la inversión. Así como se vio en los distintos Estudios , es una oportunidad de mejora que a nivel mercado representa un beneficio por el contexto del país . Y tener el detalle de la Ingeniería a implementar y ser evaluada económicamente , esto demuestra que el proyecto es viable. Se recomienda fuertemente realizar este proyecto por el alto grado de aprovechamiento del mismo.

ANEXOS

Anexos Estudio de Mercado

DESARROLLO GENERAL DEL TIGHT GAS

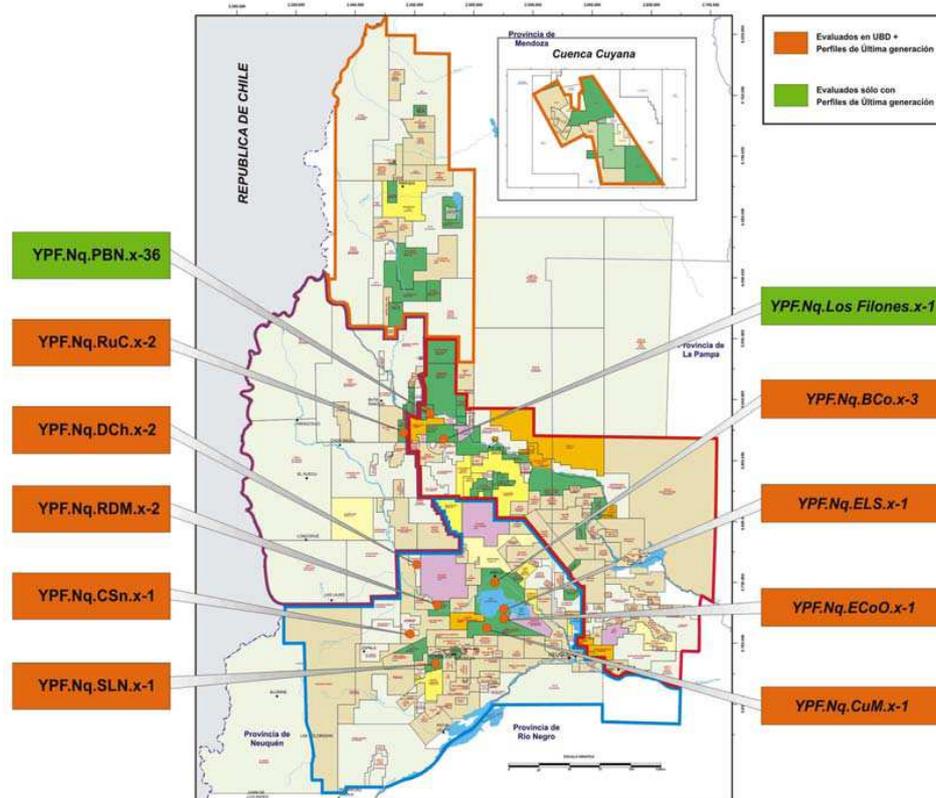
El aumento de la demanda de gas natural en el mundo ha provocado una profundización de nuevas técnicas de explotación y producción de gas natural. Estas nuevas técnicas de explotación han dado lugar a la extracción de gas Natural a partir de áreas gasíferas no convencionales entre las cuales se encuentran las arenas compactas o tight gas sand.

TIGHT GAS EN ARGENTINA

En el año 2006 en la República Argentina comenzaron a realizarse estudios sobre la factibilidad de obtener gas natural en arenas compactas, principalmente en la Cuenca Neuquina. Una de las primeras empresas en llevar a cabo estos estudios fue Repsol YPF.

La empresa Medanito S.A., ha realizado la primera experiencia en referencia a Tight gas, en el yacimiento Aguada Chivato, perforó un pozo sobre arenas compactas a profundidades que alcanzaron los 3000 metros. Por otra parte YPF S.A., ha comenzado

ha realizado estudios sobre el yacimiento Loma de la Lata. Las pueden brindar excelentes oportunidades para el desarrollo de estos.



Mapa Yacimiento Loma La Lata. Pozos exploratorios de yacimientos no Convencionales

En marzo 2008, la Secretaría de Energía de la Nación publicó la Resolución 24 la cual establece y crea el programa Gas Plus. La resolución establece que a partir de la presentación de proyectos que promuevan la expansión de reservas de gas natural se beneficiaran con precios superiores a los que actualmente rigen en el mercado del gas.

En el mes de octubre del 2008 la Secretaría de Energía de la Nación otorgó los beneficios del Programa Gas Plus a la Empresa YPF S.A., en el proyecto “Formación Lajas - Tight Gas”, perteneciente al yacimiento Cupen Mahuida de la Concesión de Explotación Loma La Lata - Sierra Barrosa.

En este mapa se pueden observar los diferentes pozos realizados en la Cuenca Neuquina, en la búsqueda de reservorios no convencionales. Una de las perforaciones (YPF Nq CuM. X-1) de esta serie fue realizada en el yacimiento Cupen Mahuida, de la concesión Loma La Lata, arrojando resultados positivos en lo referido a reservorios no convencionales. De todas maneras aún no se conoce la productividad de este reservorio, debido a la incertidumbre de producción que generan los reservorios tight gas.

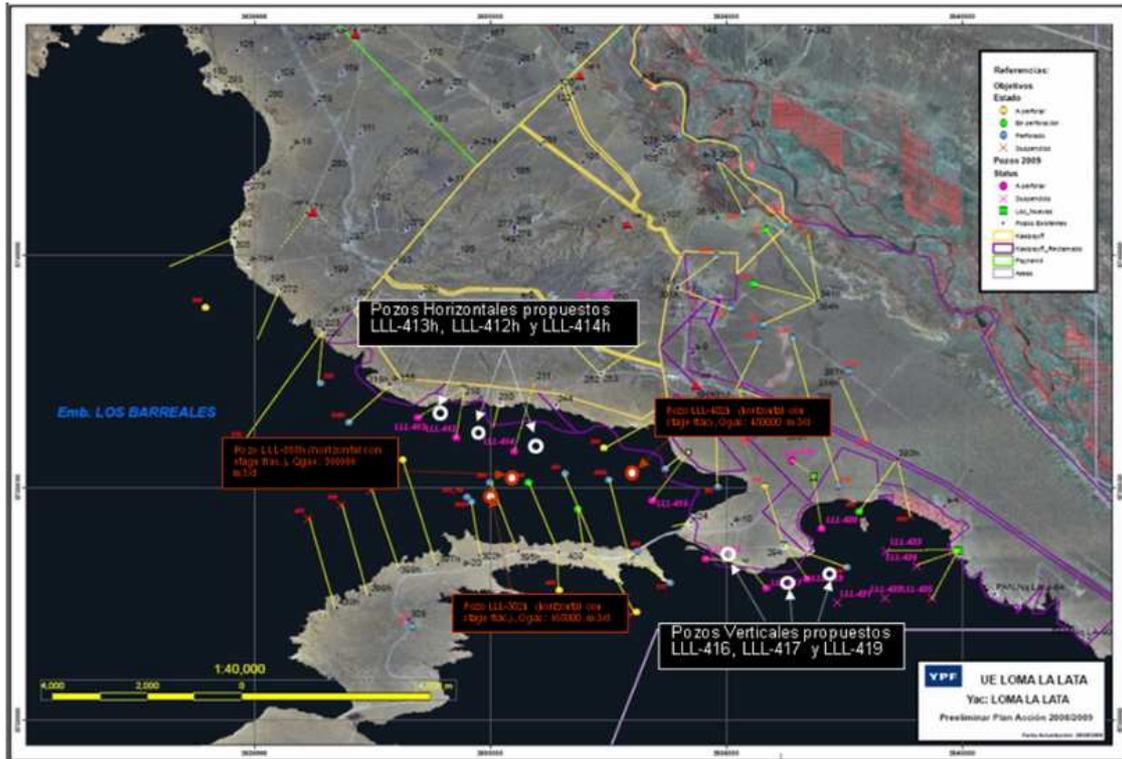


Imagen satelital sobre la Concesión Loma La Lata YPF. Pozos horizontales
previstos para áreas de baja permeabilidad.

Fuente: Pronósticos de Producción de Gas Natural de Yacimientos Maduros y Arenas Compactas. YPF Octubre 2008.

Esta fotografía satelital muestra los diferentes pozos horizontales previstos para la exploración de áreas de baja permeabilidad en la concesión Loma La Lata.

Breve reseña histórica de Cervecería y Maltería Quilmes

Quilmes es una marca de cerveza producida en Argentina por la empresa belga Anheuser-Busch InBev. Fue fundada por el inmigrante alemán Otto Bemberg en 1888 y recibe este nombre por haber sido fundada en la Ciudad de Quilmes, en el Partido homónimo de la Provincia de Buenos Aires. La primera cerveza fue tirada en 1890.



Cervecería y Maltería Quilmes – Planta Quilmes 1890



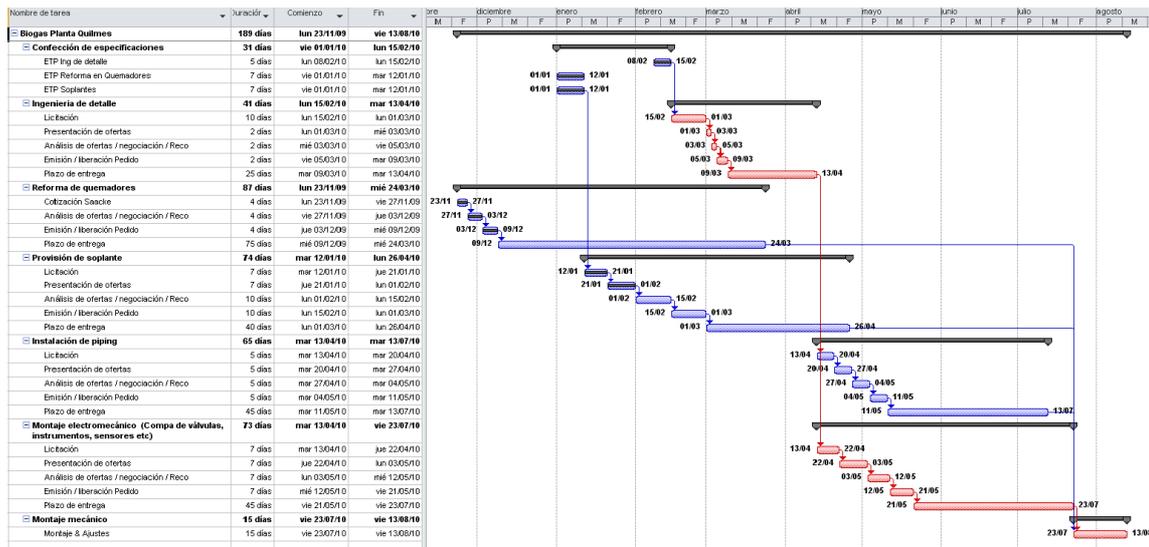
Cervecería y Maltería Quilmes – Planta Quilmes 2011

Quilmes domina aproximadamente el 75% del mercado argentino de cerveza. En 2006 un gran porcentaje (superior al 90%) de las acciones de la empresa pasó a manos brasileñas, al ser adquiridas por la empresa AmBev por valor de 1.800 millones de dólares caracteriza por tener un logotipo con los colores de la bandera de Argentina y es patrocinador oficial de la Selección Argentina de Fútbol y de Quilmes Atlético Club.

La empresa posee plantas en Quilmes, Nueva Pompeya, Zárate, Córdoba, Tres Arroyos, Corrientes, Trelew, Tucumán y Mendoza. Su volumen de venta en el negocio de cervezas es de aproximadamente un total de 17 millones de hectolitros al año. También exporta su marca insignia Quilmes a varios países de Sudamérica, a España, a Estados Unidos, y Australia, entre otros.

Anexos Estudio de Ingeniería

Cronograma de Ejecución del Proyecto



Anexo Manómetro

Los manómetros de las clases 0,1 a 0,6 y superiores se utilizan para mediciones de precisión, preferentemente en laboratorios y talleres.

Los manómetros de las clases 1,0 y 1,6 sirven como medidores en máquinas e instalaciones de producción.

Los manómetros de las clases 2,5 y 4,0 se utilizan para tareas de supervisión sin requisitos especiales de precisión.

http://armaturenbaude/Diverse_PDF-Dokumente/Betriebsanleitungen/B1_BA-Manometros_Espanol.pdf

Anexo Termomagnético

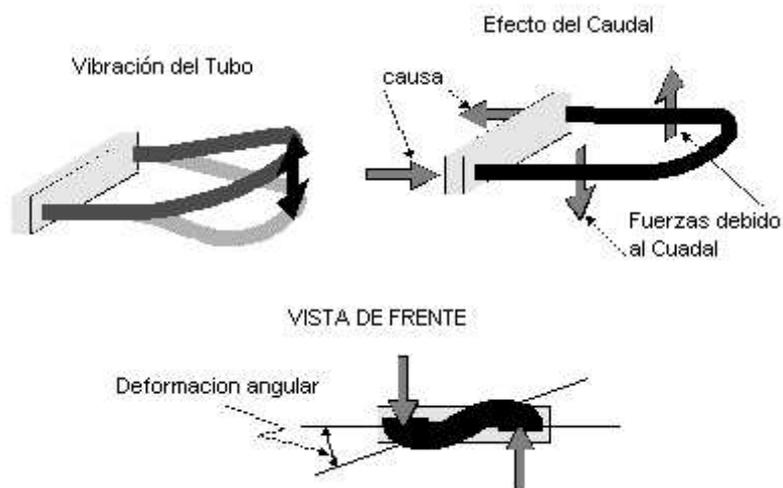
Un interruptor termo magnético, o disyuntor termo magnético, es un dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos. Su funcionamiento se basa en dos de los efectos producidos por la circulación de corriente eléctrica en un circuito: el magnético y el térmico (efecto Joule). El dispositivo consta, por tanto, de dos partes, un electroimán y una lámina bimetálica, conectadas en serie y por las que circula la corriente que va hacia la carga.



Anexo Caudalímetro

CAUDALIMETRO MASICO (POR EL PRINCIPIO DE CORIOLIS)

Esto provoca una oscilación mecánica (80 a 100 Hz)



Ventajas:

- * Su salida es lineal con el flujo másico.
- * No requiere compensación por variaciones de temperatura o presión
- * Es adecuado para casos de viscosidad variable
- * Permite la medición de caudales másicos de líquidos difíciles de medir: adhesivos, Nitrógeno líquido, etc.

Desventajas:

- * Es muy voluminoso.
- * No es apto para caudales elevados.

Presentación:

CAUDALIMETRO MASICO



Es el Medidor más Exacto para medir por Masa.

Utiliza el Efecto Coriolis, por lo tanto es ideal para procesos delicados de Batcheo por Peso, o para Facturar Líquidos o Gases de alto precio que se venden por Kg., como el GNC, ya que su exactitud es independiente de Viscosidad, Temperatura y Densidad. Emite pulsos para medir Masa.

Instalación: en cualquier posición.

Rango: 1,5 Kg/h a 700.000 Kg/h

Exactitud: 0,2% del valor leído.

Apto Intemperie

Anexo Cables

Temp. Máx. de servicio: 75 °C

Tensión Máx. de servicio: 600 Volt

Aplicaciones:

Se utilizan en automatización industrial, transmisión de datos y en equipos de detección

de incendios.

Características:

Instrumentación Pares/Tríos con conductores flexibles de cobre electrolítico, recocido, IRAM

2022 clase 2, aislados con PVC y con paso de torsión determinado, reunidos, con cinta de poliéster y cinta de aluminio-poliéster, drenaje de cobre estañado-clase 2 y cubierta externa

de PVC negro autoextinguible y no propagante de llama.

Radio de montaje: 7 veces el diámetro del cable.

Tracción máxima: 5 daN/mm² sobre conductores de cobre.

Sección Nominal 2 (mm)



Anexo Metodos de Analisis

ASTM D 1945/03

ASTM D1945 - 03(2010) Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography
Significance and Use

This test method is of significance for providing data for calculating physical properties of the sample, such as heating value and relative density, or for monitoring the concentrations of one or more of the components in a mixture.

1. Scope

1.1 This test method covers the determination of the chemical composition of natural gases and similar gaseous mixtures within the range of composition shown in Table 1. This test method may be abbreviated for the analysis of lean natural gases containing negligible amounts of hexanes and higher hydrocarbons, or for the determination of one or more components, as required.

1.2 The values stated in inch-pound units are to be regarded as standard. The values given in parentheses are mathematical conversions to SI units that are provided for information only and are not considered standard.

1.3 This standard does not purport to address all of the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.

GPA 2286

Tentative Method of Extended Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Temperature Programmed Gas Chromatography

Introduction

Natural gas analyses are performed routinely by a number of companies large and small. Since profits are a main concern, quality of analysis, short analysis times and ease

of reporting are major considerations when deciding what type of instrument to purchase.

The TRACE™ GC, in conjunction with the ChromQuest® data system, is easily configured to perform the various Gas Processors Association (GPA)

methods and others for the analysis of natural gas and natural gas liquids. Analysis to determine Btu content as described in GPA 2261 and extended analyses of rich gas

systems and situations, GPA 2286, where the C6+ compositional breakdown is desired, may be accomplished with a single system. Both analyses may be performed

simultaneously or individually. Many companies performing these analyses are using conventional integrators to collect the raw data. The raw data is then manually entered into a customized software package which is used to generate a report in a format presentable to the client. Manual entry of raw data into custom software packages requires additional labor. The Finnigan ChromQuest data station offers a variety of data export options enabling an automatic raw data transfer to custom software packages, thus minimizing the time required to customize these reports. Experimental

The analytical system in Figure 1 provides the necessary components to determine the chemical composition of natural gas and similar gaseous mixtures and to perform

both Btu and/or extended analyses for calculation of gross heating values. A side-mounted valve oven houses all valves and pneumatics for both liquid and gas sampling.

Btu analysis is performed at an isothermal temperature and the extended analysis is performed using a temperature program. These simultaneous analyses require that the columns be heated separately. In the TRACE, the valve oven accommodates the columns required for isothermal analysis, Figure 2, and the column oven houses the capillary column used for extended analysis, Figure 3. A detailed plumbing diagram is shown in Figure 4.

Btu Analyses

Gross heating values are calculated based on the separation of the various components in natural gas and calculation of Mol%. A fixed sample volume of either a gas or liquid is injected for analysis using Valve 5 or Valve 2. The liquid or gas injection enters the 30" DC 200/500 pre-column which is in series with a 30' DC 200/500 analytical column. The pre-column will retain hydrocarbons C6+ and pass the lighter components onto the analytical column. After 1.45 minutes Valve 3 is actuated allowing the pre-column to backflush into the TCD, while the components from the analytical column, properly separated, re-enter the pre-column and pass through to the TCD as well.

Figure 3. TRACE GC programmable column oven

Instrument Conditions

TRACE GC

Right injector temp (located on valve oven): 120°C

TCD/Valve Oven

Detector temp. 200°C

Valve oven temperature: 160°C

Valve oven column flow 26 mL/minute helium using a 0-60 mL/min flow controller (col. head-pressure 54 psig)

Reference flow: 26 mL/min.

Inject @ 0.01 min, Valve 2 and backflush @ 1.42 min, Valve 3.

FID/GC Column oven

35°C, 4 min; 7.5°C/min, 160°C, 0 min;

10°C/min; 200°C, 5.34 min

Run time: 30 min

Column flow 1.8 mL/min Helium

FID temp 275°C

H2: 35 mL/min

Air: 350 mL/min

Makeup: 30 mL/min N2

Inject @ 0.01 min Valve 1

Data Collection

ChromQuest data station: 0-10 Volt

Extended Analyses

Analysis of natural gas and liquid natural gas to provide identification of hydro-carbon components C6+ is accomplished using a single capillary column and an FID.

Valve 4 and Valve 1 are used to make a liquid or gas injections respectively. Injection is made onto a 60 M SPB-1 x .32 mm id. x 1.00 µm capillary column (or equivalent). Peak identification starts with 2,2-dimethyl-Butane. Benzene, n-Heptane, Toluene, and n-Nonane were selected as time reference peaks.

GC Control

Full GC control is accomplished through ChromQuest. All oven program parameters, detector parameters and optional injector pressure program parameters can be set

for the selected GC. Custom labeling of timed events for control of air-actuated valves enables the operator to quickly identify and program valve switching, as shown in

Results

Simultaneous analysis offering Btu and extended results were performed in less than 30 minutes. Btu analysis only may be performed in less than 15 minutes. The retention time reproducibility of the GC in conjunction with the peak naming function of the ChromQuest data station allow easy identification of the complex mix of the individual compounds found in the extended analysis.

Conclusion

The analysis of natural gas and natural gas liquids for Btu content and extended hydrocarbon detail may be accomplished using a valved GC with two independently heated ovens. The ChromQuest data system demonstrates the powerful benefits of the PC in producing accurate custom reports. The automatic export function permits rapid production of user-preferred reporting.

ISO6976-95

Norma ISO 6976-95

La norma internacional ISO 6976-95, 2da edición del 01 de Diciembre de 1995, se refiere al cálculo de valores de poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición del gas natural seco, o de substitutos del gas natural y otros combustibles gaseosos, cuando la composición del gas se determina en fracción molar.

El método de esta norma provee los medios para calcular las propiedades de la mezcla gaseosa a las condiciones de referencias métricas comúnmente utilizadas en el mundo, con la presión base constante de 101.325 KPa (14.696 psi) y temperatura base según lo siguiente:

Sistema Internacional (Medición/Combustión)	Sistema Americano (Medición/Combustión)
0°C / 0°C	32°F / 32°F
0°C / 15°C	32°F / 59°F
0°C / 25°C	32°F / 77°F
15°C / 15°C	59°F / 59°F
20°C / 20°C	68°F / 68°F
20°C / 25°C	68°F / 77°F

Esta norma hace referencia al poder calorífico "superior" como sinónimo de otros calificadores como "alto", "total", y "bruto", de la misma manera que para el poder calorífico "inferior" sinónimo de "neto".

Interfaz de la norma ISO6976-95

En el grupo Condición base, el campo Temperatura selecciona la temperatura de la condición base de referencia.

El campo Sist. de unidades permite seleccionar el sistema de unidades del cálculo de la norma. Existen dos opciones: la opción U.S. Customary System se refiere al sistema de unidades americano con unidades como BTU, pie, libras, y la otra opción Système International d'Unit s se refiere al sistema internacional con unidades como megajulios, metros, kilogramo.

La tabla de datos de la norma y los cálculos se llevan a cabo en el Sistema Internacional, y si los resultados se especifican en el Sistema Americano se tomar  como referencia el factor BTU-Julio para la conversión.

El campo Tipo de cálculo hace referencia a dos opciones de cálculo:

La opción Base Gas Analizado introduce a la norma toda la composición cromatográfica especificada en la corriente tal como está introducida. Si la composición no contiene vapor de agua (0 mol% en el componente Agua) se dice que el análisis o cálculo es en Base Gas Seco. Si la composición contiene vapor de agua menor que su concentración de saturación se dice que el análisis o cálculo es en Base Gas Húmedo.

Esta opción no calcula ningún poder calorífico o valor saturado.

La opción Base Gas Saturado introduce a la norma toda la composición cromatográfica especificada, pero previamente obtiene la concentración de saturación del vapor de agua según la condición base seleccionada, luego se incluye esta concentración en la composición y se desplazan todos los otros componentes a manera proporcional.

El poder calorífico y los otros valores saturados se calculan tomando en cuenta completamente los efectos del vapor de agua en el poder calorífico según describe el enfoque integral en el Anexo F, incisos F.2, F.3, F.4 de la norma. También se muestra, con propósitos de comparación, el poder calorífico saturado con el enfoque tradicional.

A continuación se ennumeran estos efectos:

- Efecto del volumen excluido de la composición, al desplazar el vapor de agua a los otros componentes.
- Efecto del calor latente de vaporización (entálpico) del vapor de agua.
- Efecto del cambio en el factor de compresibilidad.

Anexo Estudio Económico Financiero

Los siguientes curvas de Probabilidades , se podran ver los Input con los que se analizaron los distintos escenarios .

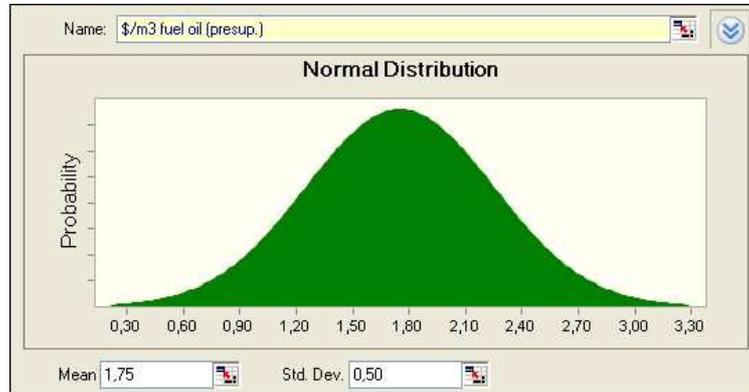


Grafico de Probabilidad del costo del fuel oil

Para el precio del gas, se plantea un aumento del 70% y un decremento en aproximadamente 5%.

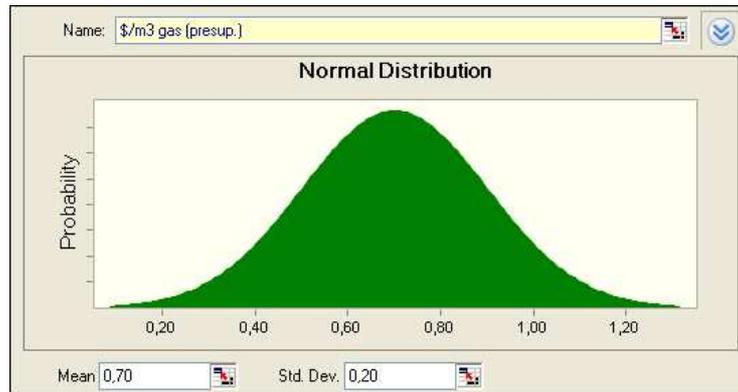


Grafico de Probabilidad del costo del Gas

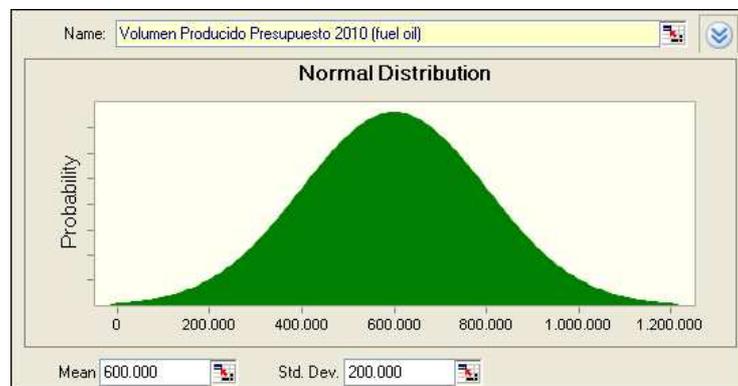


Grafico de Probabilidad del Volumen de Cerveza Producido durante el consumo del fuel oil

El próximo grafico es el Input del costo de la energia que se va a utilizar por consumir Biogas. Esto se da dentro del periodo donde se consume Gas Natural.

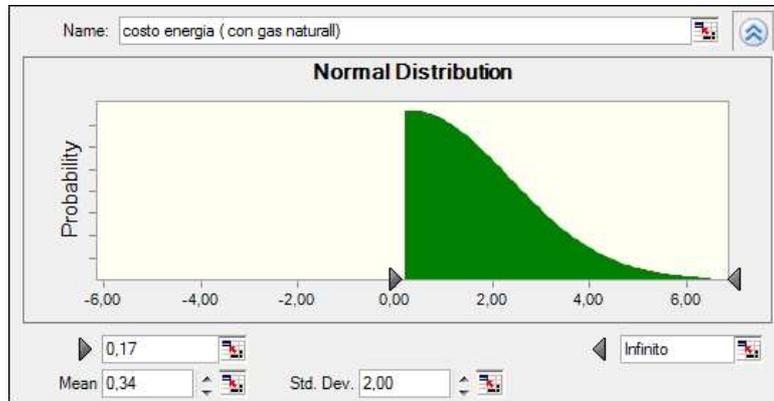


Grafico de Probabilidad del costo de la Energia Electrica

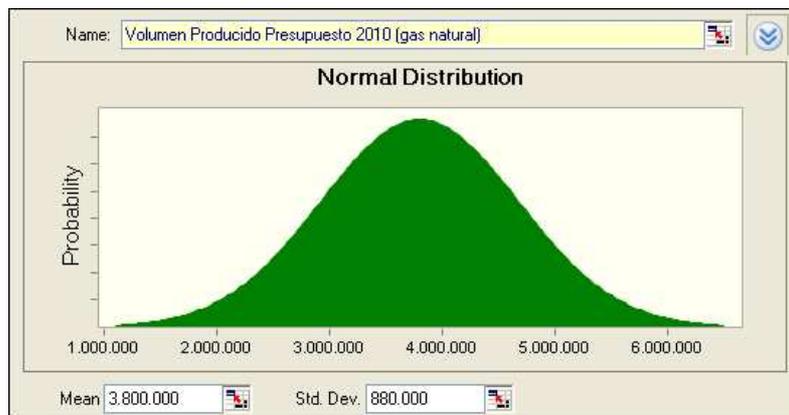


Grafico de Probabilidad del Volumen de Cerveza Producido durante el consumo de Gas Natural

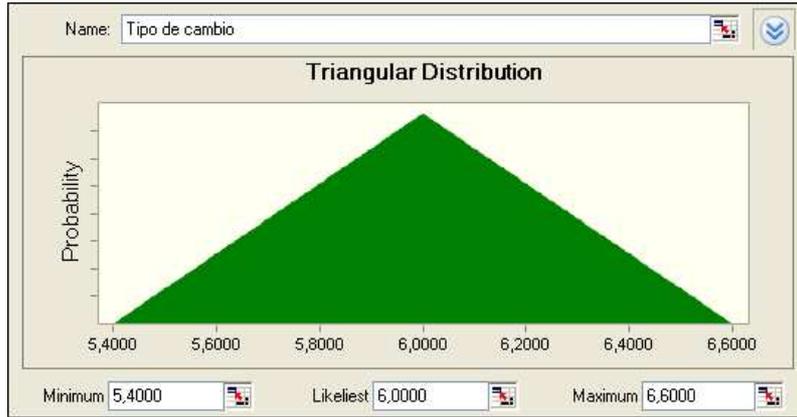


Grafico de Probabilidad del tipo de cambio

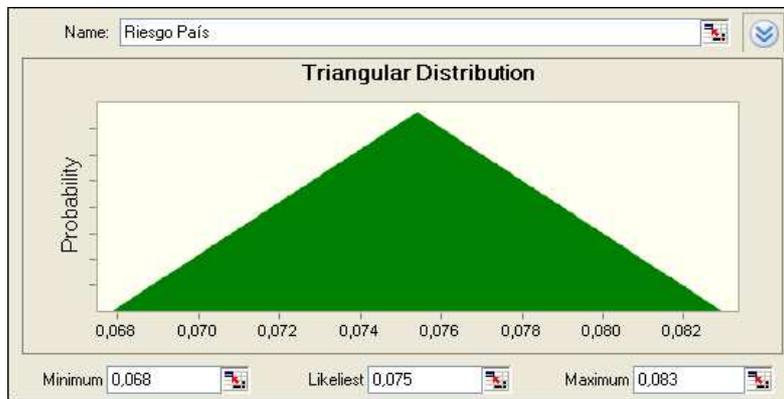


Grafico de Probabilidad del Riesgo Pais

Bibliografía a aplicable:

- “Fundamentos de Termodinámica Técnica” Autor Moran y Shapiro.
- “Compendio de vapor y Maquinas Térmicas” Autor Claudio Molanes
- “Preparación y Evaluación de Proyectos” Autor Sapag Chain