



Sustitución de fuel oil por gas natural en ANDERCOL Medellín

José Miguel Peña Puerto¹ / Miguel Eduardo Ayala Mendoza²

Substituting fuel oil with natural gas in ANDERCOL Medellín

Substituição de Fuel Oil por gás natural em ANDERCOL Medellín

RESUMEN

Introducción. Este artículo presenta la evaluación de la demanda y la tendencia de los combustibles en la planta de ANDERCOL – Medellín, la tendencia actual y futura de las tarifas de los combustibles disponibles (Fuel Oil y Gas natural), así como de los costos de operación, de las inversiones requeridas para realizar la sustitución y de las limitaciones y beneficios de la sustitución a gas natural.

Objetivo. Evaluar el impacto de la sustitución de fuel oil por gas natural en la empresa ANDERCOL en su planta de Medellín.

Materiales y métodos. Se realizó el estudio técnico para viabilizar el proyecto de sustitución de combustible fósil, para lo cual se consideró la red de distribución de gas natural tanto interna como externa, la medición de consumos y regulación, quemador de calentador de aceite y los quemadores de calderas. El proyecto tuvo una duración de 14 meses, en dos grandes fases: a) la conversión de equipos existentes en la empresa al combustible gas natural y b) la conexión de los nuevos equipos al mismo combustible, esta última fase de acuerdo con la proyección de las demandas futuras del mercado. Resultados. El proyecto de sustituir el com-

¹ Ingeniero de Procesos, Jefe de la Unidad de Servicios Industriales de ANDERCOL / ² Jefe Gestión Ambiental ANDERCOL

Correspondencia: Miguel Eduardo Ayala Mendoza. e-mail: mayala@andercol.com.co

Fecha de recibo: 05/07/2007; fecha de aprobación: 15/11/2007

bustible utilizado actualmente por la compañía, fuel oil, por gas natural, representa un costo de US \$112 mil y unos beneficios mensuales de US \$9.700, por lo cual es factible su ejecución. Además, el 62% de los beneficios del proyecto está soportado en el menor costo por unidad de energía que presenta actualmente el gas natural frente al fuel oil.

Conclusión. La conversión de los equipos a gas natural representa también un beneficio ambiental, no cuantificado, en reducción de emisiones de CO₂, CO, SO₂, NOx y material particulado frente al fuel oil, que permitirá el cumplimiento de las regulaciones ambientales futuras, además de la viabilidad económica y de la reducción de los costos de producción, lo cual lleva también a un incremento en la competitividad empresarial en el sector.

Palabras Clave: Tecnologías ambientalmente limpias. Ahorro energía. Gas Natural. Fuel Oil.

ABSTRACT

Introduction. This article shows the evaluation of the demand and the tendencies of fuel in the plant of ANDERCOL-Medellín, the current and future trends of the prices for the fuels available (fuel oil and natural gas) and also the operation costs, the investments required for their substitution and the limitations and benefits of substituting fuel oil with natural gas.

Objective. To evaluate the impact of substituting fuel oil with natural gas in the ANDERCOL's plant in Medellín.

Materials and methods. A technical study was made in order to make the fossil fuel substitution project feasible, taking into account the current gas net both in and out of the plant, the consuming index and regulation, the oil heater burner and the burners of the boilers. The project took 14 months divided into two big phases: a) the substitution of the current equipment into natural gas and b) the connection of the new equipment to that same fuel, according to the prospective of future demands of the market.

Results. Making the substitution of gas oil to natural gas has a cost of US \$ 112000 and benefits per month of US \$ 9700, therefore, it is easy to be executed. Besides, 62% of the benefits of the project is supported by the lower cost per energy unit gas has if compared with fuel oil.

Conclusion. Substituting the fuel oil equipments to a natural gas system represents, also, an environmental benefit not yet measured, because CO₂, CO, SO₂, NOx and other material's particles emissions are lower with gas oil, thus permitting the accomplishment of the future environmental regulations, a better economical feasibility and a reduction of production costs, increasing the company's competitiveness in its sector.

Key words: Environment friendly production. Energy savings. Natural gas. Fuel oil.

RESUMO

Introdução. Este artigo apresenta a avaliação da demanda e a tendência dos combustíveis na planta de ANDERCOL – Medellín, a tendência atual e futura das tarifas dos combustíveis disponíveis (Fuel Oil e Gás natural), bem como dos custos de operação, os investimentos

requeridos para realizar la substitución, e das limitações e benefícios da substitución a gás natural.

Objetivo. Avaliar o impacto da substitución de fuel oil por gás natural na empresa ANDERCOL em sua planta de Medellín.

Materiais e métodos. Realizou-se o estudo técnico para viabilizar o projeto de substitución de combustível fóssil, para o qual se considerou a rede de distribuição de gás natural tanto interna como externa a medição de consumos e regulação, queimador de aquecedores de óleo e os queimadores de caldeiras. O projeto teve uma duração de 14 meses, em duas grandes fases: a) a conversão de equipes existentes na empresa ao combustível gás natural, e b) a conexão das novas equipes ao mesmo combustível, esta última fase de acordo à projeção das demandas futuras do mercado.

Resultados. O projeto de substituir o combustível utilizado atualmente pela companhia, fuel oil por gás natural representa um custo de 112 mil dólares e uns benefícios mensais de 9.700 dólares, pelo qual é viável sua execução; ademais, o 62% dos benefícios do projeto estão suportados no menor custo por unidade de energia que apresenta atualmente o gás natural frente ao fuel oil.

Conclusão. A conversão das equipes a gás natural representa também um benefício ambiental não quantificado, em redução de emissões de CO₂, CO, SO₂, NOx e material particulado frente ao fuel oil, que permitirá o cumprimento das regulações ambientais futuro, ademais, da viabilidade econômica e redução dos custos de produção, o qual implica a um incremento na competitividade empresarial no setor.

Palavras chaves: Tecnologias ambientalmente limpas. Poupar energia. Gás Natural. Fuel Oil.

INTRODUCCIÓN

El uso racional de energía implica una valoración del recurso energético en la cadena productiva, una generación de una cultura de ahorro y una implementación de acciones para mejorar la eficiencia de los equipos consumidores de recursos energéticos, así como también el diseño de estrategias de substitución de energéticos. Los recursos energéticos utilizados en el mundo con mayor frecuencia son aquellos que son agotables y, por lo tanto, deben ser valorados responsablemente para garantizar a las generaciones venideras las adecuadas condiciones de subsistencia.

En este sentido, el uso racional de la energía (URE) es una alternativa orientada a eliminar el desperdicio y el uso innecesario de energía, sin disminuir la calidad de vida de los habitantes¹. De la misma forma, el uso racional de energía permite maximizar la productividad, eficiencia, eficacia y la competitividad de las empresas, así como mejorar la calidad del ambiente. Los diferentes proyectos orientados al uso racional de la energía ayudan a reducir el impacto ambiental, puesto que redundan directamente en la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero asociados con los procesos de generación eléctrica y de calor.

El estudio de mercado nacional indica, de acuerdo con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) del Ministerio de Minas y Energía, que el suministro de

gas en Colombia para el año 2003² fue en promedio 589 MPCED (16,7 millones de m³/día)².

La proyección realizada por la UPME para la demanda de gas natural en Colombia³ en los sectores Residencial, Comercial, Industrial, Eléctrico, Transporte y de las Refinerías de ECOPETROL, pronostica un aumento de 710 MPCED (20,1 millones m³/día) en el año 2008, hasta 1.240 MPCED (35,1 millones m³/día) en el año 2016, es decir un 75% más. Este aumento se asocia con la exportación de Gas Guajira a Venezuela a partir de 2007 y a la introducción de dos nuevas plantas térmicas para la generación de 150 MW cada una, en los años 2009 y 2013³.

Para el sector industrial, la UPME³ proyecta un incremento de la demanda de 70,53 MPCED (2,0 millones m³/día) en el año 2004, a 83,12 MPCED (2,3 millones m³/día) en el año 2020, es decir un aumento de cerca del 18% en 16 años⁴.

El objetivo de esta investigación fue evaluar el impacto de la sustitución de fuel oil por gas natural en la empresa ANDERCOL, en su planta de Medellín.

MATERIALES Y MÉTODOS

Se realizó el estudio de la demanda y consumo de gas natural por la empresa ANDERCOL en su planta de Medellín. Se realizó el estudio técnico para viabilizar el proyecto de sustitución de combustible fósil, para lo cual se consideraron: la red de distribución de gas natural, tanto interna como externa, la medición de consumos y regulación, el quemador de calentador de aceite y los quemadores de calderas. Dichos equipos son componentes esenciales del cambio tecnológico en el proceso productivo de la empresa, en el marco de la aplicación de tecnologías ambientalmente sostenibles⁸.

Se contempló realizar dicho proyecto en un periodo de 14 meses, en dos grandes fases: a) la conversión de equipos existentes en la empresa al combustible gas natural y b) la conexión de los nuevos equipos al mismo combustible, esta última fase de acuerdo con la proyección de las demandas futuras del mercado.

RESULTADOS

Estudios de la demanda actual de plata de ANDERCOL

Demanda nominal. La capacidad máxima de los equipos, de acuerdo con las especificaciones de diseño, se presenta en la Tabla I. Con base en un poder calorífico del gas natural de 1.000 Btu/PCE y una eficiencia del 80% en los equipos de combustión, se ha estimado el consumo equivalente de gas.

Tabla 1. Demanda nominal actual y equivalencia en gas

Equipo	Demanda (kJ/h)	Demanda de gas equivalente (m ³ /h SC)
Calentador de aceite térmico Konus	16.750.000	576
Caldera de vapor de agua	7.070.000	243
Caldera de aceite térmico	3.530.000	122
TOTAL	27.350.000	941

De acuerdo con lo anterior, una red de gas natural para las condiciones actuales se diseñaría con base en un consumo de 941 m³/h, asumiendo que todos los equipos operaran al mismo tiempo.

Consumo. Los procesos desarrollados en la planta son discontinuos y cada uno de los productos elaborados presenta demandas de energía térmicas distintas en magnitud y tiempo, de modo que los equipos generadores de estos servicios operan de igual forma, es decir, presentado variación en la cantidad de combustibles consumidos. A partir de los consumos anuales de fuel oil y según el poder calorífico de éste en cada uno de los periodos, se encuentra que el consumo de energía combustible es del orden de 6.000 GJ/mes, equivalente a cerca de 161.000 m³/mes de gas natural, como puede apreciarse en la Tabla 2.

Tabla 2. Consumo actual de energía combustible y equivalencia en gas

Año	Consumo promedio (GJ/mes)	Demanda de gas equivalente (m ³ /h SC)
2002	5.758	154.526
2003	5.562	149.265
2004	5.877	57.720
2005	6.787	182.143
Promedio/año	5.996	160.914

Si bien el consumo promedio representa el 55% de la demanda máxima total de los equipos de combustión, se presentan horas de producción en las cuales se alcanza cerca del 90% de la capacidad de los equipos, debido a la simultaneidad en la demanda de los procesos.

Demanda de futura de planta

Demanda nominal. La demanda futura de energía combustible se haya modificada por los proyectos de reposición de una caldera, así como por la instalación de nuevos equipos en la planta de aditivos para alimentos, que deben operar a gas.

Se considera también el cambio a gas natural en las cocinas del restaurante de la planta, cuya demanda de energía térmica se estimó a partir del consumo actual de energía eléctrica, pero se encuentra que su peso no es relevante sobre el total de la planta. En la Tabla 3 se presenta la demanda nominal futura y equivalente en gas de la planta de la empresa ANDERCOL.

Tabla 3. Demanda nominal futura y equivalencia en gas

Equipo	Consumo promedio (GJ/mes)	Demanda de gas equivalente (m ³ /h SC)
Calentador de aceite térmico Konus	16.750.000	576
Caldera de vapor de agua	7.070.000	243
Caldera de aceite térmico	4.220.000	145
Spray dryer planta fumárico	1.055.000	36
Calentador de aire planta fumárico	368.000	13
Calentador de aire planta anhídrido	1.492.000	54
Restaurante	2.000	0
TOTAL	29.462.000	1.067

De esta forma se puede apreciar que la demanda máxima total podría incrementarse un 7% con respecto al promedio actual.

Proyección de consumo. El pronóstico de la demanda futura de combustibles en la planta se basa en la proyección de ventas de productos dadas hasta el 2008 y el promedio de los años 2002 a 2005 del índice de consumo específico de energía combustible (kJ/ton producto). Por lo tanto, con la producción adicional proyectada se estima que en el año 2008 la demanda adicional de energía combustible en los procesos sea de 530 GJ/mes, que, junto a la demanda de los nuevos equipos instalados, permite proyectar un incremento del 16% en el consumo de combustibles en la compañía.

ESTUDIO TÉCNICO

Bases técnicas. El cambio de combustible en los equipos de combustión de la planta, comprende la especificación de los siguientes componentes: a) red de distribución de gas natural, b) estación de medición y regulación de gas, y c) sustitución o conversión del quemador de calentador de aceite térmico y calderas.

A continuación, se desarrolla la revisión de tecnologías disponibles y se definen las especificaciones para cada uno de ellos.

Red de distribución de gas natural. De acuerdo con la demanda proyectada, el flujo de diseño de la tubería sería de 1.200 m³/h (condiciones estándar). Los diámetros de los ramales deben ser definidos con base a una velocidad de flujo de 20 m/s y una presión de operación de 20 psig.

La red estaría compuesta por tres secciones, tal como se puede apreciar en la Tabla 4:

- **Red externa.** Conexión al gasoducto de EEPPM a la estación de medición y regulación. La red debe ser enterrada y por tanto construida en polietileno.
- **Red interna.** Comprende la tubería principal desde la estación de medición y regulación hasta las inmediaciones de los equipos. Esta red se debe dividir en dos ramales principales: uno hacia el calentador de aceite térmico y otro hacia las calderas y demás usuarios. La tubería debe ser enterrada y fabricada en polietileno.
- **Red interna expuesta.** Conexiones en acero al carbono desde la red interna enterrada hacia los puntos de suministro (quemadores). Esta tubería estaría expuesta, por lo que debe ser soldada y con recubrimiento epóxico.
- **Estación de medición y regulación.** Se considera la ubicación de la estación de medición y regulación. La estación se compone de los siguientes elementos: adaptador de entrada, válvula principal de corte, filtro, válvula reguladora de presión, válvula de seguridad, medidor de flujo, corrector de flujo, modem para telemetría compatible con el sistema SCADA de EEPPM y caseta.

Tabla 4. Especificaciones generales de la red de distribución de gas

Red	Material	Flujo máximo (m ³ /h)	Presión máxima (psig)	Longitud aprox. (m)
Externa	Polietileno	1.200	60	25
Interna	Polietileno	1.200	20	125
Equipos	Acero carbono	Según equipo	20	10

Las tecnologías de los medidores de flujo disponibles son el tipo turbina y el tipo lóbulos. Los siguientes son los rangos de medición para una presión de operación de 20 psig.

Las especificaciones de los medidores de flujo para la estación de gas se pueden observar en la Tabla 5.

Tabla 5. Especificaciones de medidores de flujo para estación de gas

Medidor	Flujo máximo(m ³ /h SC)	Flujo mínimo(m ³ /h SC)
Turbina	1.200	50,0
Lóbulos	1.600	22,5

Ya que los consumos varían continuamente según la demanda es recomendable instalar el medidor de lóbulos, con el fin de tener precisión en la medición de los eventos en los cuales la demanda es mínima.

SUSTITUCIÓN O CONVERSIÓN DEL QUEMADOR DE CALENTADOR DE ACEITE TÉRMICO Y CALDERAS

- Quemador de calentador de aceite térmico Konus. El quemador debe ser seleccionado para desarrollar una llama vertical y hacia abajo, teniendo en cuenta las siguientes características del equipo: altura: 4,1 m y diámetro: 1,6 m.

El quemador actual de fuel oil posee una potencia mínima de 6,1 MMBtu/h y una máxima de 24,3 MMBtu/h. Por lo tanto, el quemador a instalar debe operar bajo los mismos rangos de operación.

Según la revisión de tecnologías disponibles no se encuentra un quemador tipo dual que permita realizar la combustión con gas natural y con fuel oil. Por lo tanto, este quemador debe sustituirse completamente y deben instalarse las facilidades necesarias para realizar el cambio del quemador con fuel oil en caso de presentarse una interrupción en el suministro de gas.

Las características deseables del quemador a instalar se aprecian en la Tabla 6:

Tabla 6. Especificaciones de quemador a gas del calentador de aceite

Especificación	Valor
Potencia máxima	24,3 MMBtu/h
Potencia mínima	6,1 MMBtu/h
Control de temperatura	PID, modulante
Monitoreo de llama	UV
Sistema de ignición	Automático con bujía
Emisiones	Bajo NO _x , SO _x , y aldehídos

- Quemadores de calderas. Según la evolución técnica de los quemadores actuales de las calderas, se puede realizar la conversión de ellos a quemadores duales (fuel oil y gas natural) utilizando parte de los elementos actuales. La conversión incluiría los siguientes componentes: tren de válvulas de gas, puerto de entrada al quemador, modificaciones internas al quemador, modificaciones al tablero de control, selector de combustible, válvulas solenoides de control y preóstatos para cortes por alta o baja presión de gas.

Para el nuevo secador (spray dryer) de la Planta de ácido fumárico no se contemplan especificaciones del quemador, puesto que estas forman parte del

equipo general y se hallan contempladas dentro del proyecto de ampliación de esta planta.

BENEFICIOS

Combustibles. De acuerdo con los costos actuales de los combustibles por unidad de energía y la demanda de energía anual, se estiman los costos totales por concepto de combustible dados en la Tabla 8. Otras bases de cálculo son: costos de combustibles a abril de 2006, TRM del mes de abril de 2006: 2.334,29⁵, poder calorífico del fuel oil: 150.000 BTU/galón⁶ y el poder calorífico del gas natural: 996,3 BTU/PCE⁷. Los costos de combustibles fuel oil y gas natural según la demanda actual, pueden ser revisados en la Tabla 7.

Tabla 7. Costos de combustibles fuel oil y gas natural según demanda actual

Combustible	Fuel oil	Gas natural
Costo actual (\$/GJ)	19,096	15,700
Eficiencia de combustión (%)	80%	78%
Demanda (GJ/mes)	6.787	6.960
Costo anual (US\$/mes)	52.620	46.600

Es decir que, bajo la demanda actual, la operación con gas natural representa un beneficio económico de US\$ 6,020 mensuales.

Como se observa, se ha incluido el efecto de la menor eficiencia de los equipos de combustión con gas natural, debido a que una proporción de la energía producida por la llama del gas natural es energía lumínica. Otros estudios corroboran esta teoría, haciendo mediciones precisas del aire y los gases de combustión⁹.

Energía eléctrica. Con el uso del gas natural como combustible no se requerirá de los sistemas de bombeo de combustible y agitación en el tanque de almacenamiento de fuel oil. Los costos relacionados con estos sistemas se aprecian en la Tabla 8:

Tabla 8. Costos de energía eléctrica en sistemas de combustión

	Potencia (kW)	Tiempo Op. (h/mes)	Consumo
Caldera de vapor	1,49	393	586
Caldera de aceite	1,49	452	674
Calentador Konus	3,73	294	1.096
Tanque de combustible	3,73	66	246
Total equipos			2.602

De acuerdo con el costo de la energía eléctrica en abril de 2006, 165,68 \$/kWh, y la TRM de este mes, \$ 2.334,29, la disminución en el consumo de energía eléctrica por la suspensión de la operación de los motores asociados a estos sistemas es de US\$ 185 mensuales.

Mantenimiento. Se realizó la valoración de los costos de mantenimiento relacionados con los equipos que actualmente consumen fuel oil, desde los puntos de vista de repuestos, mano de obra interna y mano de obra externa. Los costos evaluados fueron: limpieza de hogares, reparación de refractarios, limpieza de precalentadores, reparación de válvulas, mantenimiento de bombas de inyección de combustible, mantenimiento del sistema de inyectores de combustible y mantenimiento de reguladoras de combustible y vapor de atomización.

Los costos para cada equipo en el año 2005 se aprecian en la Tabla 9:

Tabla 9. Costos de mantenimiento en sistemas de combustión

	Mano de Obra Interna (\$/año)	Repuestos (\$/año)	Mano de Obra Externa (\$/año)	Total (\$/año)
Caldera de vapor	640,000	4,430,000	1,195,000	6,265,000
Caldera de aceite	640,000	4,330,000	1,020,000	5,990,000
Calentador Konus	930,000	17,671,125	2,645,000	21,246,125
Tanque de combustible	230,000	600,000	1,950,000	2,780,000
Total equipos				36,281,125

Usando el gas natural como combustible estos costos se reducen, principalmente porque el ensuciamiento de los componentes mecánicos es sustancialmente menor. Por tanto, si los costos de mantenimiento son reducidos en al menos 90%, el beneficio es US\$ 14.070 anuales, usando una TRM de \$2.320,77, promedio del año 2005.

Producción. Los beneficios que el proyecto generaría sobre la producción de la planta se establecieron desde los siguientes aspectos:

- Disminución de los tiempos improductivos en planta por causa de fallas en los sistemas de combustible del calentador de aceite Konus y calderas de vapor y aceite: se presentan fallas de ignición en los equipos de combustión que generan la suspensión de los procesos. Estas perturbaciones se presentan 60 veces por mes y representan un tiempo aproximado de 5 horas por mes.
- Disminución de los tiempos de parada general de planta por mantenimiento del calentador de aceite Konus y calderas de vapor y de aceite: cada año debe realizarse una parada general de planta por 48 horas para limpieza y mantenimiento de los equipos de combustión. Con la utilización del gas esta frecuencia se disminuye a una vez cada cuatro años mínimo, es decir que se aumentará la disponibilidad de los reactores en 36 horas al año.

Según el costo por hora de cada reactor, para evaluar los beneficios en la producción sólo se evaluarán los debidos a la mayor disponibilidad de reactores de la planta de resinas por no paro para mantenimiento general, así como se aprecia en la Tabla 10:

Tabla 10. Costos de producción por disponibilidad de sistemas de combustión

	Costo operación (\$/hora)	Disponibilidad adicional (h/año)	Costo (\$/año)
Reactor R1	216,142	36	7,781,129
Reactor R3	208,046	36	7,489,660
Reactor R4	302,423	36	10,887,233
Reactor R5	292,232	36	10,520,366
Reactor R6	394,792	36	14,212,502
Reactor R7	413,304	36	14,878,941
Total			65,769,830

El aumento de la disponibilidad de la planta, por mayor confiabilidad de los equipos de combustión, representa un beneficio de US\$ 28.340 anuales, tomando como base la TRM del 2005, \$2.320,77.

Mano de obra. El uso de gas natural permitirá la eliminación de actividades que actualmente son requeridas por los sistemas de combustible líquido. Estas horas hombre invertidas en dichas actividades no representarán un beneficio económico, pero si puede ser destinadas a la realización de nuevas actividades de mayor valor agregado para la compañía. Las actividades que se eliminarían con la introducción del gas se pueden ver en la Tabla 11:

Tabla 11. Costos de horas/hombre asociadas con los sistemas de combustión

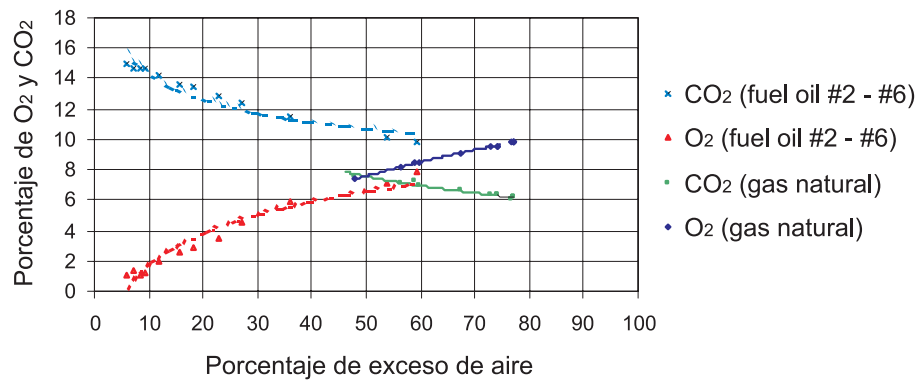
	Konus (HH/semana)	Calderas (HH/semana)	Total (HH/mes)
Limpieza de filtros	7	3	43
Limpieza de boquillas	1	4	21
Limpieza de electrodos	1	1	9
Carga de tanque de mezcla	10,5		45
Recibos de tanque principal	1,5		6
Total	21	8	124
Costo hh / mes			\$ 559.286

Por tanto, como beneficio se dispondrá de cerca de 30 horas hombre a la semana, aunque debe tenerse en cuenta que el sistema de gas también requerirá de activi-

dades rutinarias cuya responsabilidad será del operador de servicios industriales, como el mantenimiento preventivo del medidor de la estación y la prueba de los sistemas duales de los quemadores.

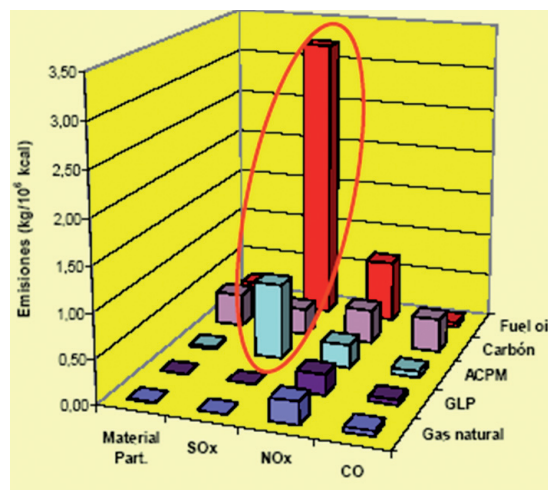
Impacto ambiental. El gas natural como combustible presenta un menor efecto sobre el medio ambiente que el fuel oil. Es así como se evidencia al comparar las concentraciones de O_2 y CO_2 en los gases de combustión para diferentes porcentajes de aire en exceso, que para el mismo exceso de aire la combustión del gas natural produce cerca del 2% menos de CO_2 . (Ver Gráfica 1)

Gráfica 1. Relación entre el aire en exceso y las concentraciones de O_2 y CO_2 para fuel oil y gas natural



Las emisiones de SO_2 con la combustión del gas natural se reducen sustancialmente frente a las del fuel oil, siendo más de 100 veces menos. Se presentan también considerables diferencias en la concentración de NO_x y material particulado, como se aprecia en la Gráfica 2.

Gráfica 2. Emisiones de los principales combustibles en calderas

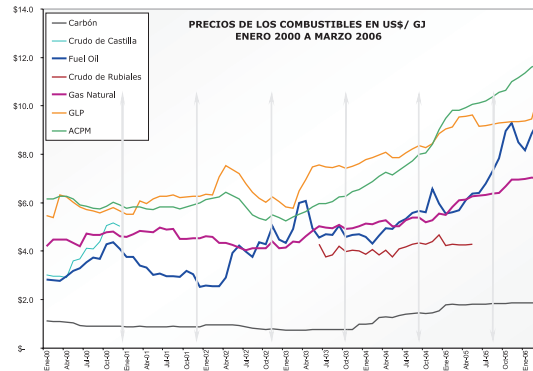


ESTUDIO FINANCIERO

Precios nacionales de combustibles

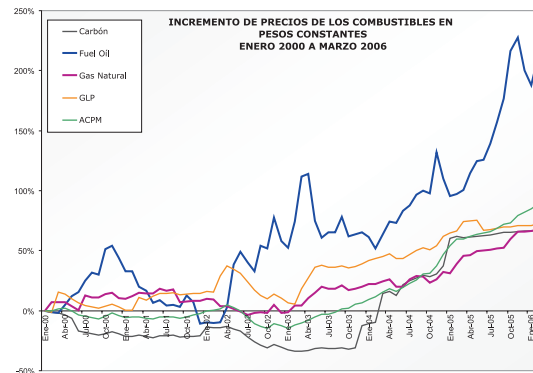
- a. **Tendencias.** La Gráfica 3 muestra que la tendencia de los combustibles de uso industrial, entre enero de 2000 y marzo de 2006, ha sido de ascenso, siendo alrededor de Junio de 2002 cuando el precio del fuel oil alcanzó los valores del gas natural, para presentarse luego una variación alternada de los mismos. Pero a partir de Julio de 2005 se presenta una pendiente en el incremento de los precios del fuel oil mayor que la del gas natural, ampliando la brecha de precios hasta la actualidad. Esta situación está asociada con los incrementos del precio del petróleo, donde el fuel oil se ve directamente afectado puesto que es un producto de la destilación del petróleo.

Gráfica 3. Precios de combustibles de uso industrial a marzo de 2006. Fuente: EPPM



Con respecto a los precios del año 2000, se evidencia que en el caso del fuel oil el costo por unidad energética se ha incrementado hasta en un 230%, mientras que para el gas natural este incremento ha sido de menor crecimiento y ha llegado sólo hasta el 65%. Ver Gráfica 4.

Gráfica 4. Incremento de los precios de combustibles respecto al año 2000



- b. **Clasificación del mercado.** De acuerdo con el estudio de mercado, la demanda actual de la planta proyectada de gas natural es de 161000 m³/mes, y la demanda futura proyectada, 186000 m³/mes. La compañía se regiría por el sistema tarifario Rango 2 y de Mercado No Regulado en caso de adelantar el proyecto de conversión de combustibles, de acuerdo con la estructura tarifaria actual de Empresas Públicas de Medellín.

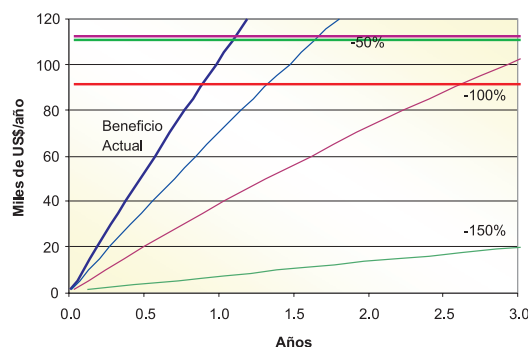
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Dentro de los beneficios considerados para la evolución del proyecto se encuentra que el 62% de estos beneficios está basado en la diferencia actual de precios por unidad de energía entre el fuel oil y el gas natural. Sin embargo, como se evidenció en la tendencia histórica de estos precios, esta diferencia puede cambiar durante el tiempo de ejecución del proyecto, puesto que existe incertidumbre sobre la tendencia de los precios del petróleo así como de la orientación del mercado interno del gas natural.

- a. Monto de la inversión. Ante una menor diferencia de los precios de los combustibles, los beneficios son menores y el tiempo de recuperación mayor; lo cual puede limitar el monto de la inversión. Teniendo en cuenta la tendencia de los precios se consideraron tres escenarios para los precios de los combustibles, que afectarían negativamente la ejecución del proyecto. Estos escenarios son:
- La diferencia de precios entre el fuel oil y el gas natural se reduce en un 50%.
 - Los precios del fuel oil y el gas natural se igualan, es decir la diferencia actual de precios se reduce un 100%.
 - La diferencia de precios actual entre el fuel oil y el gas natural se reduce en un 150%.

En la Gráfica 5 se presenta la variación del monto de la inversión frente al tiempo de pago para estos tres escenarios y se ubica la condición actual de la inversión.

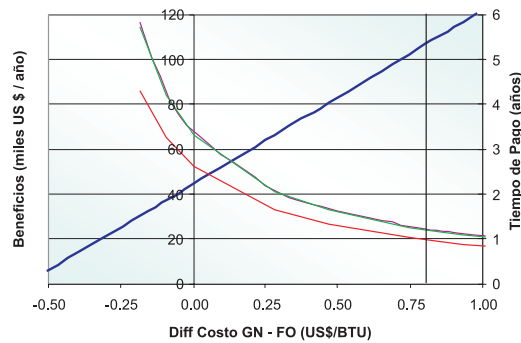
Gráfica 5. Inversión del proyecto según la diferencia de precios de los combustibles



Se evidencia cómo, para el caso en el cual la diferencia de precios entre el fuel oil y el gas natural se reduce en 50%, el tiempo de recuperación de la inversión aumenta de 18 a 20 meses y si los precios se igualan, el tiempo aumenta a 37 meses, lo cual ya no sería atractivo para los inversionistas. En el último caso, cuando la diferencia se ha reducido el 150%, se observa que el proyecto se hace totalmente inviable.

- b. Tiempo de pago. De acuerdo con la diferencia de los precios de los combustibles se presenta a continuación, en la Gráfica 6, la variación de los beneficios del proyecto y el tiempo de pago para cada una de las cotizaciones.

Gráfica 6. Tiempo de pago del proyecto según la diferencia de precios de los combustibles



Actualmente el precio del fuel oil es mayor al del gas natural, pero de acuerdo con la gráfica 9, si el precio del gas natural asciende por encima del valor del fuel oil, y esta diferencia alcanza más de 0,5 US\$/GJ, el proyecto representará pérdidas económicas para la empresa. También se evidencia que si los precios del gas natural superan a los del fuel oil en 0,1 US\$/GJ, el tiempo de pago aumenta con una alta pendiente y supera los 30 meses, lo cual tampoco sería favorable para la compañía.

DISCUSIÓN

El proyecto de sustituir el combustible utilizado actualmente por la compañía, fuel oil, por gas natural, representa un costo de US \$112 mil y unos beneficios mensuales de US \$ 9700, por lo cual es factible su ejecución.

La conversión de los equipos a gas natural representa también un beneficio ambiental, no cuantificado, en reducción de emisiones de CO₂, CO, SO₂, NOx y material particulado frente al fuel oil, lo que permitirá el cumplimiento de las regulaciones ambientales futuras.

El 62% de los beneficios del proyecto están soportados en el menor costo por unidad de energía que presenta actualmente el gas natural frente al fuel oil. Por lo

tanto, si esta diferencia se disminuye, el tiempo de pago aumentará incluso hasta 42 meses si los precios se equiparan.

Se recomienda el uso de quemador dual en el calentador Konus, debido a que ante la ausencia temporal del gas tomaría alrededor de 12 horas poner en funcionamiento el quemador actual de fuel oil, trayendo consigo perjuicios en la producción de la planta de resinas y en el cumplimiento de los compromisos con los clientes.

REFERENCIAS

1. CHEJNE J., F.; SANCHEZ P., K. y AMEL A., A. Análisis energético industrial del Valle de Aburrá. Medellín : Universidad Nacional de Colombia, 2007.
2. COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Proyecciones de demanda de gas natural 2004-2020. En : ASAMBLEA Y CONGRESO ANUAL DE NATURGAS. (7: 2004, Cartagena). Memorias. Cartagena: La Asamblea, 20004.
3. _____. Proyecciones de demanda de gas natural 2004-2020. Bogotá: El Ministerio, 2004.
4. _____. Proyecciones del gas natural para el sector termoeléctrico. Bogotá : El Ministerio, 2006.
5. BANCO DE LA REPUBLICA. Portal de internet del banco. [online]. Bogotá: El Banco, 2008. [Citado en septiembre de 2008]. URL disponible en <<http://www.banrep.gov.co/>>
6. EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS. Portal de internet de la Empresa Colombiana de Petróleos. [online]. Bogotá : La Empresa, 2008. [Citado en septiembre de 2008]. URL disponible en <<http://portal.ecopetrol.com.co>>
7. EMPRESA COLOMBIANA DE GÁS. Portal de internet de la Empresa Colombiana de Gás. [online]. Bogotá : La Empresa, 2008. [Citado en septiembre de 2008]. URL disponible en <<http://www.ecogas.com.co>>
8. ARROYAVE ROJAS. Joan Amir y GARCÉS GIRALDO, Luis Fernando. Tecnologías Ambientalmente Sostenibles. En: Revista de Producción Más Limpia. Vol. 1, No. 2 (jul. – dic. 2006); p. 78 – 86.
9. MEZA, Jair y HUERTAS, José. Evaluación del rendimiento de calderas convertidas a gas natural. Bogotá : Universidad de los Andes, s.f.