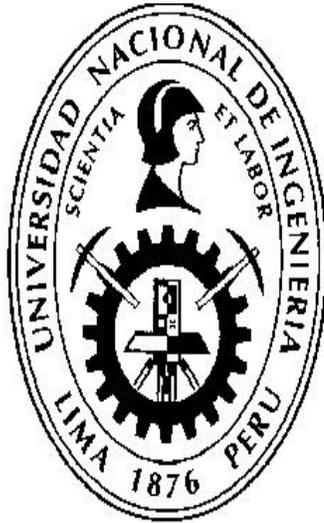


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



“ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DE LA
SUSTITUCION DE COMBUSTIBLES
LIQUIDOS POR GAS NATURAL”

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO
PETROQUIMICO

ELABORADO POR:

NELSON LINDER LOPEZ MARCOS

PROMOCION 2004-1

LIMA – PERU
2011

SUMARIO

Este trabajo tiene como finalidad demostrar las ventajas económicas, ambientales y de seguridad que adquieren los empresarios industriales al reemplazar con gas natural sus equipos térmicos que consumen combustibles líquidos aparte de permitir el ingreso de una nueva tecnología que permite un ahorro de energía de todo el sistema.

En nuestro primer capítulo presentamos los antecedentes que justifiquen la realización del trabajo, donde nos muestra el panorama de nuestras reservas del gas natural la importancia del Lote 88 comprendida por los yacimientos San Martín y Cashiriari.

Los componentes del Megaproyecto Camisea, desde la explotación en el Lote 88, la separación de los combustibles líquidos del gas natural en la planta Malvinas el transporte de los combustibles líquidos hacia la planta de fraccionamiento ubicada en Pisco, el transporte del gas natural seco hacia el City Gate "Puerta de Ingreso a la Distribución de Gas Natural en Lima y Callao (GNLC)", terminando la distribución de gas natural en la Estación Terminal de Ventanilla.

La masificación del Gas Natural que se inicia con el Proyecto "Otras Redes" donde GNLC permite las conexiones de los clientes domiciliarios, comerciales, industriales y Estaciones de Servicios

En nuestro segundo capítulo se designa como modelo de industria a una planta Textil, donde se clasifican los equipos que serán reemplazados o convertidos a gas natural logrando un ahorro de energía por el reemplazo de las maquinarias en el sistema, un ahorro de costos por el reemplazo de combustibles líquidos por el gas natural, ventajas ambientales y de seguridad en su operación, además de establecer el Marco Legal donde se establecen las normas, códigos y reglamentación pertinente a estos tipos de proyectos.

En nuestro tercer capítulo se establecen los procesos en el área de tintorería y acabado donde se ubican a los calderos que generan vapor que consumen petróleo industrial 500 y Diesel 2 y el caldero de aceite térmico que consume petróleo industrial 500 con el nuevo sistema a gas natural donde se incluye la inserción de la rama tensora por el reemplazo del caldero de aceite térmico.

En nuestro cuarto capítulo "Cálculo y Determinación del Consumo de Energía" se establecen el Ahorro Energético por el cambio de maquinarias en el sistema, los volúmenes de combustibles líquidos y de gas natural mensual.

En nuestro quinto capítulo "Instalación del sistema de suministro de gas natural en la planta textil" se establece los componentes de una instalación industrial, los procedimientos de instalación así como las pruebas que se deben realizar al sistema para su posterior certificación.

En nuestro sexto capítulo "Disminución de emisiones por reemplazo de combustibles líquidos con gas natural", se cuantifican la reducción de emisiones por la combustión con gas natural principalmente del CO₂ considerado como un componente de los Gases de Efecto Invernadero (GEI).

En nuestro séptimo capítulo "Evaluación Económica" se demuestra lo rentable de este tipo de proyectos.

En nuestro octavo capítulo "Conclusiones" se resumen las ventajas económicas, las mejoras ambientales y la seguridad que ofrecen los equipos convertidos a gas natural

INDICE

DEDICATORIA	I
AGRADECIMIENTO	II
SUMARIO	III
INDICE	IV
I INTRODUCCION	01
1.1 Antecedentes	01
1.1.1 Fuentes de Energía	02
1.1.2 Gas Natural	02
1.1.2.1 Explotación del Gas Natural en el Norte del País	04
1.1.2.2 Explotación en la Selva Central de AGUAYTIA	05
1.1.2.3 Mega proyecto Camisea	07
1.1.2.4 Transporte de Gas Natural	09
1.1.2.5 Distribución de Gas Natural	11
1.1.2.6 Industria Petroquímica en el Perú	14
1.1.2.7 El presente del Gas Natural	19
1.1.2.8 El plan quinquenal de Gas Natural de Lima y Callao	19
1.2 Costos de Combustibles	21
1.3 Justificación del problema	21
1.4 Identificación de la necesidad	21
1.5 Hipótesis	21
1.6 Objetivos	22
1.6.1 Objetivo general	22
1.6.2 Objetivo específicos	22
II MARCO TEORICO	
2.1 Procesos en una industria textil	23
2.1.1 Producción de fibras	23
2.1.2 Hilandería	23
2.1.2.1 Artesanal	23
2.1.2.2 Industrial	23
2.1.3 Proceso de Producción de Telas	23
2.1.3.1 Texturizado	25
2.1.3.2 Tejeduría	25
2.1.3.3 Tintorería y Acabado	25
2.2 Equipos utilizados en el área de tintorería y acabado	26
2.2.1 Equipos que utilizan vapor	26
2.2.1.1 Tintorería	26
2.2.1.2 Compactadora plegadora de tela	28
2.2.2 Equipos que utilizan aceite térmico	28
2.2.2.1 Secador rotativo	28
2.2.2.2 Secador de lecho fluidizado	29
2.2.2.3 Calandra	30

2.2.3	Equipos de generación de vapor y aceite térmico	30
2.2.3.1	Calderas de vapor	30
2.2.3.2	Caldero de aceite térmico	32
2.2.4	Rama tensora	34
2.3	Comparación de los sistemas de instalación de los combustibles líquidos y gas natural	38
2.4	Sistema de suministro de gas natural	38
2.4.1	Tubería de conexión	39
2.4.2	Acometida	39
2.4.3	Estación de regulación y medición primaria (ERM)	39
2.4.3.1	Elementos que conforman una estación de regulación y medición primaria	44
2.4.4	Red interna	44
2.4.4.1	Criterios de selección	41
2.4.4.2	Criterios para el dimensionamiento	43
2.4.5	Estación de regulación de presión secundaria	45
2.4.6	Tren de válvulas para gas	46
2.4.7	Sistema de combustión	48
2.5	Marco legal	50
III	PROCESOS EN LAS AREAS DE TINTORERIA Y ACABADO DE TELA	51
3.1	Tintorería	51
3.2	Acabado de tela	52
IV	CÁLCULO Y DETERMINACION DE DE ENERGIA	55
4.1	Equipos que consumen vapor:	55
4.2	Equipos que utilizan aceite térmico	58
4.3	Ingreso de la rama tensora	60
4.4	Comparación de los sistemas energéticos	62
V	INSTALACION DEL SISTEMA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN LA PLANTA TEXTIL	58
5.1	Información general	58
5.1.1	Ubicación de la Planta	58
5.1.2	Alcance de la Implementación	58
5.1.3	Equipos Alimentados	58
5.2	Descripción de la instalación para suministro de gas	64
5.2.1	Tubería de Conexión	64
5.2.2	Estación de Regulación y Medición Primaria	64
5.2.3	Sistema de Tuberías	67
5.2.4	Estación de Regulación de Presión Secundaria	68
5.2.5	Sistema de Combustión	69
5.3	Diseño de la instalación	70
5.3.1	Normatividad Aplicable	70
5.3.2	Parámetros de Medición	70

	5.4	Pruebas del sistema	72
VI		DISMINUCION DE EMISIONES POR REEMPLAZO DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS CON GAS NATURAL	75
	6.1	Antecedentes	75
	6.2	Emisiones gaseosas por uso de combustibles en una planta industrial	75
VII		EVALUACION ECONOMICA	80
	7.1	Estimación de la inversión	80
	7.2	Evaluación	80
	7.3	Datos de consumo	81
	7.4	Ahorros y vida útil	83
	7.5	Resultados	86
VIII		CONCLUSIONES	90
IX		BIBLIOGRAFIA	91
		LISTA DE CUADROS	92
		LISTA DE FIGURAS	93
		ANEXOS	
		Sistema de suministro de combustible líquido	
		Diagrama de Flujo de la planta como Consumidor Directo de Combustibles Líquidos	
		Plano Isométrico de la Instalación de Gas Natural	
		Plano Layout	
		Especificaciones Técnicas de Materiales y Soldadura	
		Combustión	

CAPITULO 1: INTRODUCCION

1.1 ANTECEDENTES

El incremento continuo de la demanda de energía asociado al desarrollo socioeconómico, la ampliación de las redes de Gas Natural, la necesidad de lograr una mayor competitividad internacional debido a los convenios internacionales (TLC) y de atenuar el impacto ambiental de las tecnologías energéticas, fundamentan la importancia que tiene hoy en día el mejoramiento de la eficiencia energética de cualquier proceso en la industria textil.

El estudio técnico económico pretende dirigir al empresario textil sobre la elección de un combustible alternativo para la sustitución del Petróleo Industrial N°500 y Diesel 2.

Con la llegada de las redes de distribución de gas natural a diversos puntos de la capital, los procesos productivos en la industria textil han ido cambiando en forma paulatina, como variable se tiene a los costos de energía, costos de agua, materia prima y tecnología cambiante en maquinarias.

1.1.1 FUENTES DE ENERGIA

De acuerdo a las publicaciones del Ministerio de Energía y Minas las reservas probadas de energía comercial al 31 de diciembre de 2010, fueron aproximadamente de 27050856 TJ, el cual se encuentra descrito en el Cuadro 1.1.

CUADRO 1.1: Reservas Probadas

FUENTE	RESERVAS PROBADAS (TJ)	ESTRUCTURA (%)
Gas Natural	12237684.4	45.2
Hydroenergía	5 965 666	22.1
Líquidos del gas Natural	3483693	12.9
Petróleo Crudo	3370167	12.5
Carbón Mineral	1115007	4.1
Uranio	878 639	3.2
TOTAL	27050856.0	100

Fuente: Ministerio de Energía y Minas Elaboración Propia / 2010

GAS NATURAL.- Las reservas probadas de gas natural a diciembre del 2010 son de 658 millones de barriles líquidos del GN y 12.5 Trillones americanos de pies cúbicos.

HIDROENERGÍA.- Las “reservas” de esta fuente renovable de energía se miden considerando la Energía media anual a producirse durante 50 años en las centrales eléctricas instaladas, en construcción y en proyecto. Las reservas probadas hidroenergéticas se definen como la energía promedio producible en un año en las centrales hidroeléctricas que actualmente se encuentran en operación, en construcción, en proyecto y las que tengan estudios de factibilidad definitivos. Las reservas probadas de hidroenergía totalizan $1,3 \times 10^6$ GW.h.

PETRÓLEO CRUDO.- Las reservas probadas de petróleo crudo a fines de 2008, fueron del orden de los $24,4 \times 10^6$ m³ (582.0×10^6 bbl). Con los niveles actuales de cargas de petróleo crudo a las refinerías del país, estas reservas pueden satisfacer la demanda interna hasta el año 2020.

CARBÓN MINERAL.- Las reservas probadas de carbón mineral a fines de 2008, fueron cercanas a las $49,9 \times 10^6$ ton, correspondiendo en cerca de un 97% a carbón del tipo antracita y el resto a carbón bituminoso. Las Regiones La Libertad, Ancash y Lima son las que poseen las mayores reservas de carbón mineral, del total nacional.

URANIO.- Las reservas probadas de uranio son del orden de 1 800 toneladas y están localizadas en la parte noroccidental del área de distribución de los volcánicos de la formación Quenamari, distrito de Corani, provincia de Carabaya, Región Puno. Tales reservas fueron obtenidas mediante el “prospecto uranífero Chapi” entre 1984 – 1986 y confirmadas mediante el inventario de reservas probadas de 1989, después del cual no se realizaron más actividades exploratorias. No obstante ello, en los últimos años ha habido un marcado interés de parte de empresas privadas en invertir en exploración de nuevos yacimientos de uranio especialmente en la zona sur del país

1.1.2 GAS NATURAL

El Perú cuenta con tres polos de desarrollo de gas natural, los yacimientos de la cuenca de Talara en el norte, la cuenca de Ucayali en la Selva Central y en la Selva Central, Camisea en el Cuzco, que es la más importante por su nivel de reservas, representando el 94% a nivel nacional. De acuerdo a estimados del Ministerio de

Energía y Minas, a diciembre del 2010 las reservas probadas de gas natural fueron de 12.4 Tera pie cubico (TCF), estando las reservas líquidas en el orden de 658 MMbbls, se muestra la estructura de reservas probadas de energía para el 2010 en la figura 1.1 y el cuadro 1.2:

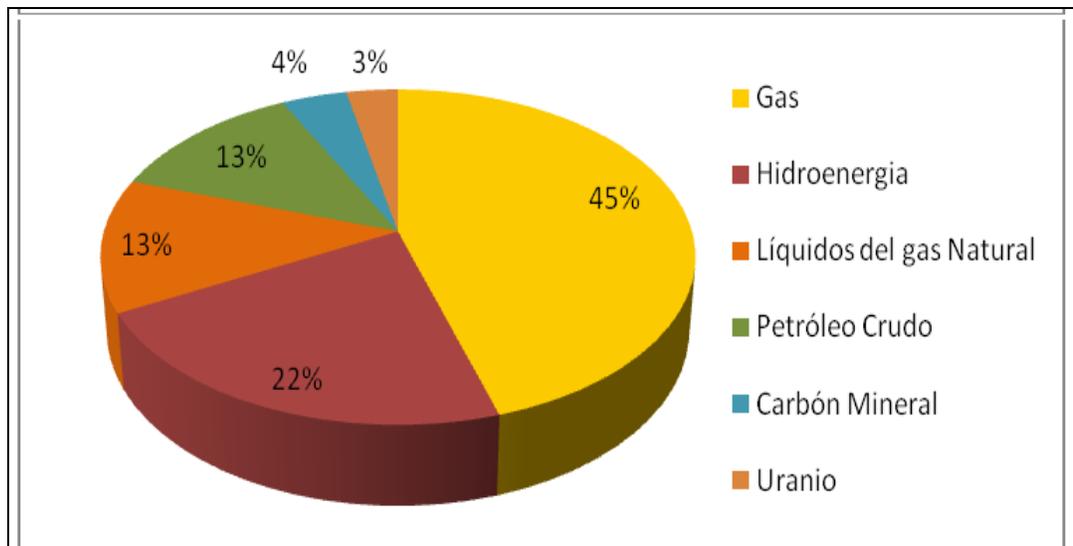


FIGURA 1.1: Estructura de las Reservas Probadas de Energía Comercial 2010

Fuente: Publicaciones del Ministerio de energía y minas año 2010

CUADRO 1.2: Reservas de gas natural en TCF

	PROBADAS DESARROLLADAS	PROBADAS NO DESARROLLADAS	TOTAL PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES
COSTA	167.3	74.4	241.7	401	259
ZOCALO	59.5	229.3	288.8	58.9	67.8
AGUAYTIA ENERGY 31C	214.2	0	214.2	43.1	28
PLUSPETROL 56	2110.2	239.7	2349.9	1231.8	320.8
REPSOL 57	0	775.2	775.2	3713	6507
PLUSPETROL 88	7476	1116	8592	3532	6568
PETROBRAS LT 58	0	0	0	1552	4635
	10027.2	2434.6	12461.8	10531.8	18385.6

Fuente: Libro anual de Reservas al 31 de Diciembre del 2010/DGH/ Ministerio de Energía y Minas.

Las reservas probables y posibles de 19.04 TCF, lo que haría un total de reservas de 30.97 TCF, según se puede apreciar en el cuadro 1.2.

1.1.2.1 EXPLOTACION DEL GAS NATURAL EN EL NORTE DEL PAIS

La primera experiencia de distribución de gas natural fue puesta en marcha en la ciudad de Talara por la empresa Internacional Petroleum Company (IPC), quien fue el operador de este proyecto hasta el año 1968, fecha en que el gobierno militar determinó la nacionalización de esta empresa. En el año 1992, teniendo a Petroperú como operador se dio por cancelado permanentemente el servicio debido a la obsolescencia de los equipos utilizados para la actividad. El gas en esta zona es de naturaleza asociado y sus reservas no son significativas a nivel nacional, sin embargo, si lo son para su zona de influencia, si se agregan las reservas de gas existentes en el zócalo. Actualmente se usa el gas en la generación eléctrica a la Empresa Eléctrica de Piura (EEPSA) y en la industria petrolera como insumo para la re-inyección de los pozos. El hecho que no se contara con un mercado lo suficientemente grande provocaba que la producción inevitable de gas fuera venteado para la continuación de las operaciones. Por otro lado, se encuentra el Lote Z-1 a cargo de la empresa BPZ, un total de 133, 000 millones de pies cúbicos (MMCF) de reservas probadas, 805, 000 MMCF de reservas probables y 3,08 TCF de reservas posibles. BPZ está desarrollando un proyecto para suministrar unos 200 MMCF de gas desde el norte de Perú a generadoras eléctricas en Perú y Ecuador. En la figura siguiente se muestra los lotes con contratos de explotación para operaciones petroleras en el noroeste del Perú del año 2010.

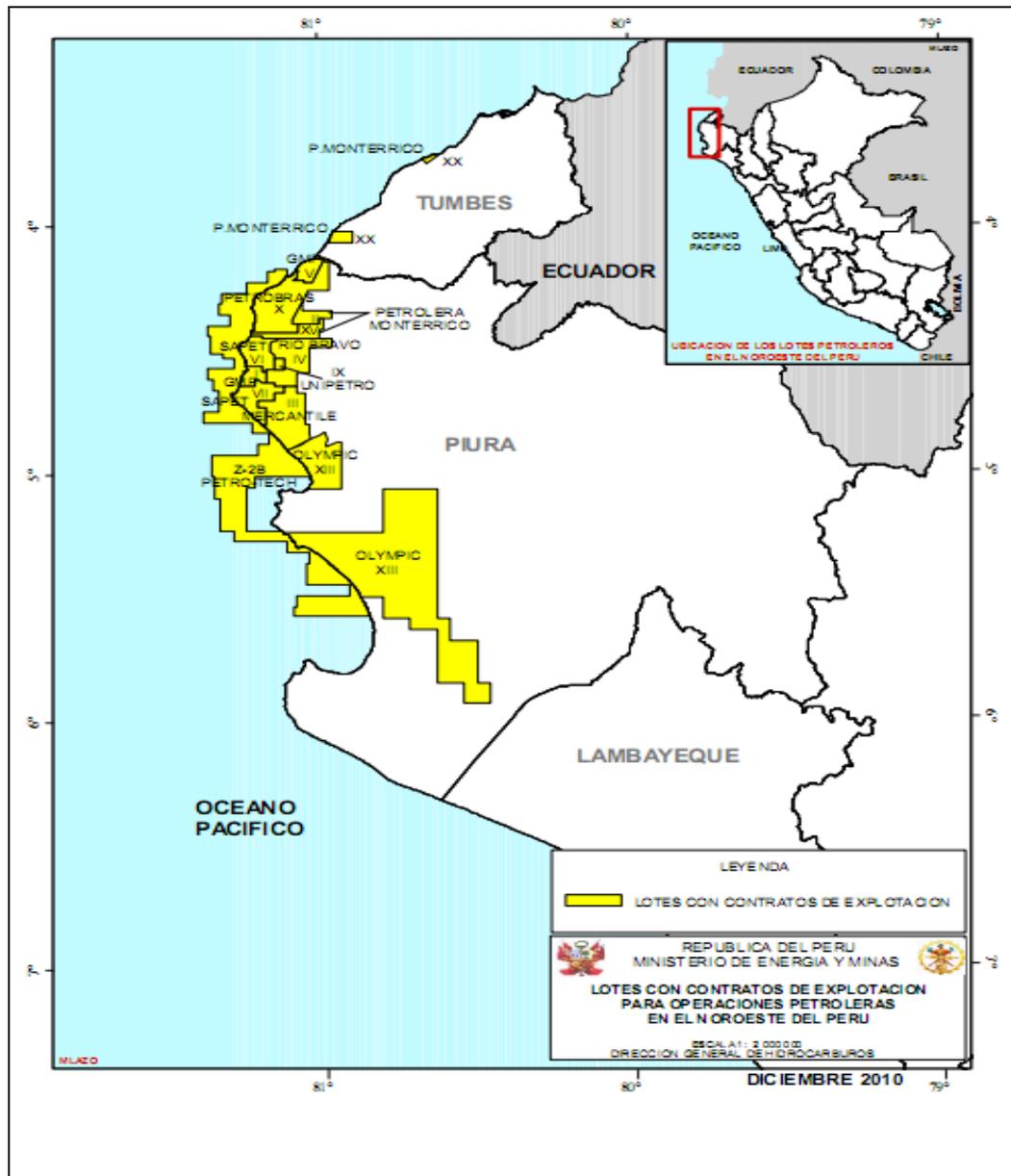


FIGURA 1.2: Lotes del Noroeste del país

Fuente DGH- 2010

1.1.2.2. EXPLOTACION EN LA SELVA CENTRAL: AGUAYTIA

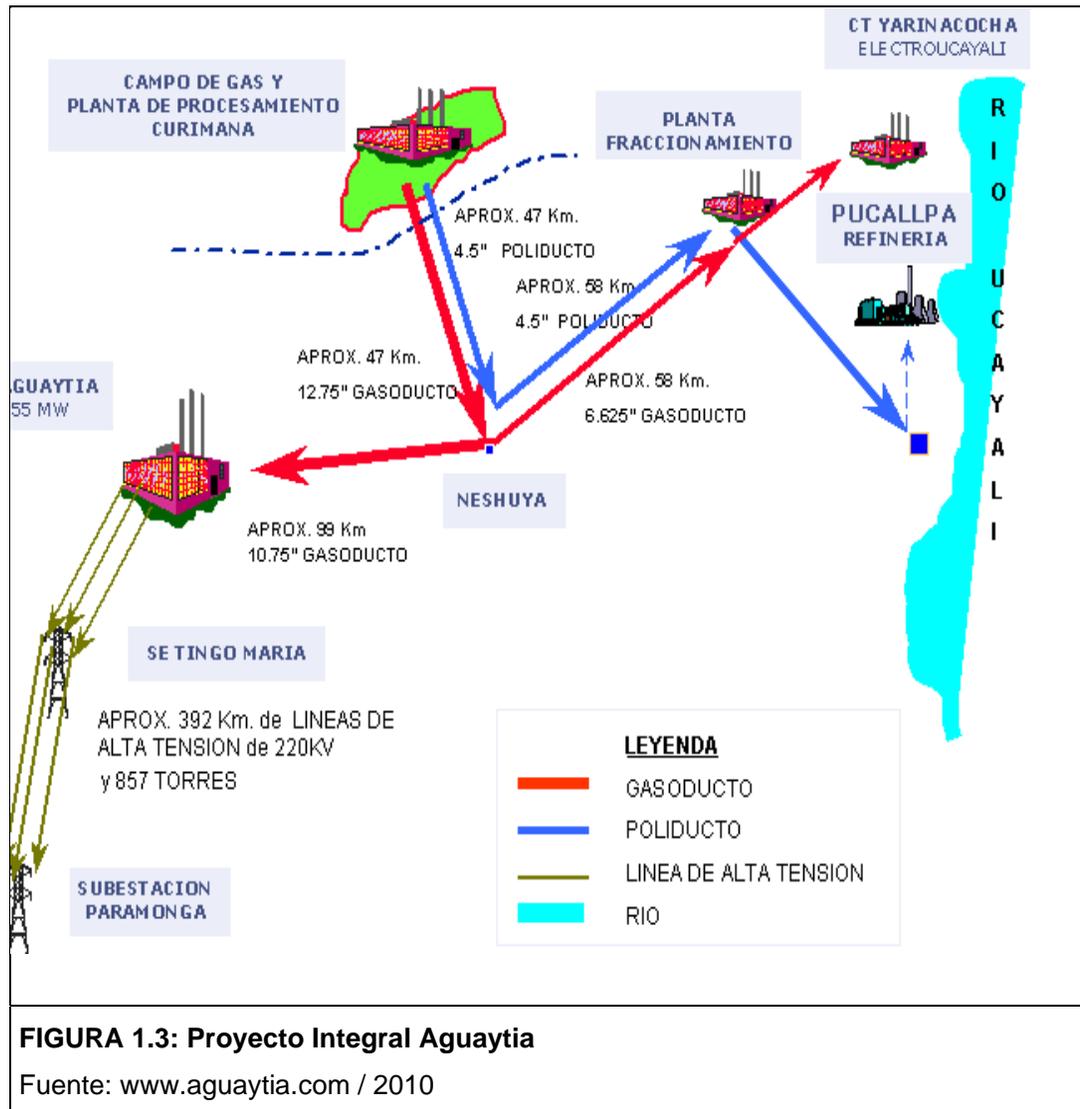
El campo de gas natural de Aguaytia Energy está ubicado en Curimana cerca del río Aguaytia en el departamento de Ucayali, aproximadamente a 75 Km., al oeste de Pucallpa, 77 km. al noreste de Aguaytia y a 475 km. al noreste de Lima como se muestra en la figura 1.3.

El gas natural de Aguaytia fue descubierto en 1961, por Mobil Oil Co. Del Perú y luego revertió al Estado hasta el año 1993, año en que Maple Gas Corporation obtuvo por licitación internacional los derechos de explotación.

La operación comercial comenzó en Julio de 1998 con reservas posibles de gas natural estimadas en 440,000 MMCF Para la realización de este proyecto se conformó el complejo energético de Aguaytia Energy, el cual realizaría las operaciones de separación y fraccionamiento de líquidos del gas natural, la generación eléctrica y el Sistema de Transmisión Eléctrico de Aguaytia Energy de 220 kV. Para lo cual construiría:

Un gasoducto de 103 km. para transportar el gas seco de Aguaytia a Pucallpa, y un poliducto de 47 km. hasta Neyusha para el transporte de los líquidos del gas natural (LGN); la construcción de una central termoeléctrica de 160MW que consume 36 MPC por día. La energía eléctrica se enviaría a Paramonga en la costa, por una línea de transmisión de 392 kilómetros; la construcción de un gasoducto desde los pozos de gas en Curimana hasta Pucallpa, como parte del compromiso de inversión de Aguaytia Energy con el Estado Peruano, para abastecer de combustible a la planta generadora de Electro-Ucayali en Pucallpa

Sin embargo, no existió un acuerdo entre la compañía Aguaytia Energy y Electro Ucayali, motivo por el cual no se llevó a cabo esta iniciativa. A la fecha, a pesar de existir un gasoducto a Pucallpa, no existe un compromiso por parte de la empresa Aguaytia Energy en suministrar gas, motivo por el cual no se ha desarrollado el mercado de gas en la ciudad de Pucallpa



1.1.2.3 MEGAPROYECTO CAMISEA

Las reservas de gas natural y condensado de Camisea representan el volumen más importante de gas en el país, colocándonos en el cuarto lugar en Sudamérica. Estas reservas están ubicadas en el río Ucayali, en el lado oriental de la cordillera de Los Andes, en el departamento de Cusco, en el valle del bajo Urubamba, provincia de la Convención, distrito de Echarate.

El gas de Camisea fue descubierto en actividades exploratorias realizadas en el año 1984 por la compañía Shell, realizando negociaciones con el Estado hasta el año 1988. En 1994 se retomaron las negociaciones con el nuevo consorcio formado

por la Shell y la Mobil, quienes realizaron estudios de factibilidad para la explotación del yacimiento, en 1996 se firmo un contrato de explotación de los yacimientos, sin embargo, al año siguiente se comunica al Estado su decisión de no continuar. El gobierno peruano decide convocar a licitación en el año 1999, separando las actividad en dos negocios, por un lado la explotación del yacimiento y por otro el transporte y distribución. Este proyecto estuvo a cargo del Comités Especial del Proyecto de Camisea (CECAM), quien convocó a Concurso Publico Internacional para otorgar el Contrato de Licencia para la explotación de Camisea, y las concesiones de Transporte Líquidos desde Camisea y la distribución del gas en Lima y Callao. Los componentes del proyecto se muestran en la Figura 1.4, 1.5:



FIGURA 1.4 : Componentes del Proyecto Camisea

Fuente: Consultoría para determinar la complejidad y perspectivas del gas natural ESAN

Fecha: 2008

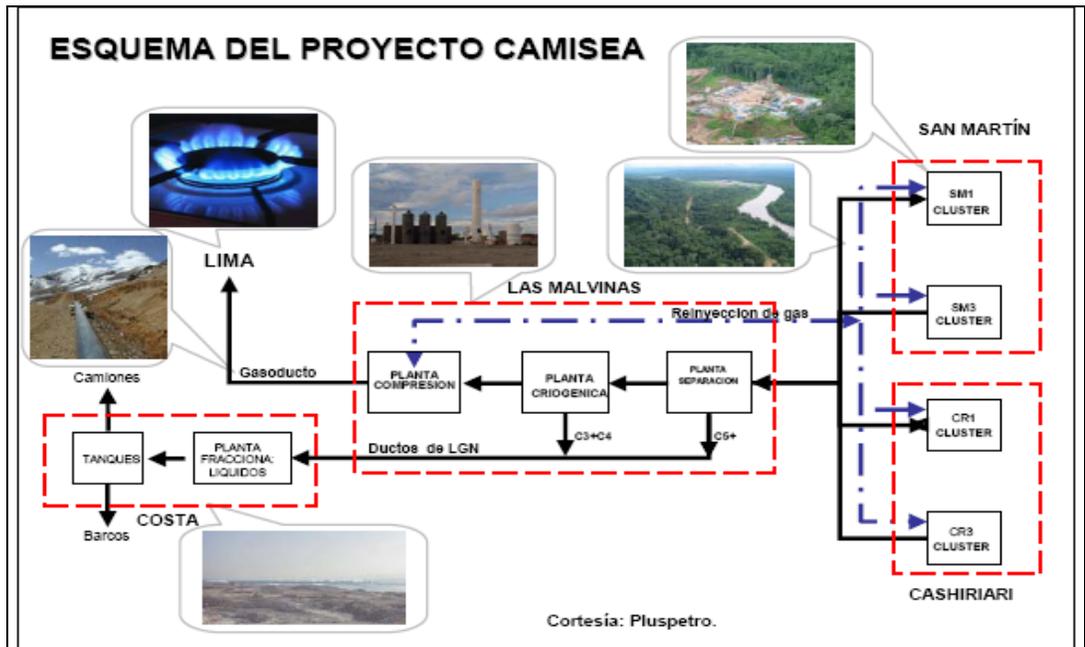


FIGURA 1.5: Esquema de Proyecto

Fuente: Consultoría para determinar la complejidad y perspectivas del gas natural ESAN

Fecha: 2008

1.1.2.4 TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Para el otorgamiento de la concesión de transporte y distribución, el CECAM definió el costo del servicio como base para la adjudicación de la Buena Pro. El ganador del concurso sería quien ofertara el menor costo del servicio, con lo que se podría obtener la menor tarifa posible para los consumidores. En Octubre del 2000 se otorgo la Buena Pro al consorcio formado por Techint (Argentina) – Sonatrach (Argelia) – Graña y Montero (Perú) y el consorcio operador del campo Pluspetrol (Argentina) denominado Transportadora de Gas Natural del Perú (TGP).

El contrato que suscribió TGP le otorgaba un ingreso garantizado tal que le permitiera recuperar el costo total del servicio, mas una rentabilidad durante un periodo de 30 años. El costo de inversión fue de US\$ 956.34 millones de dólares, actualizado a marzo del 2003, incluye todas las inversiones de las obras comprometidas, los costos de operación y mantenimiento.

El transporte tiene dos componentes tal como se demuestra en la figura 1.6:

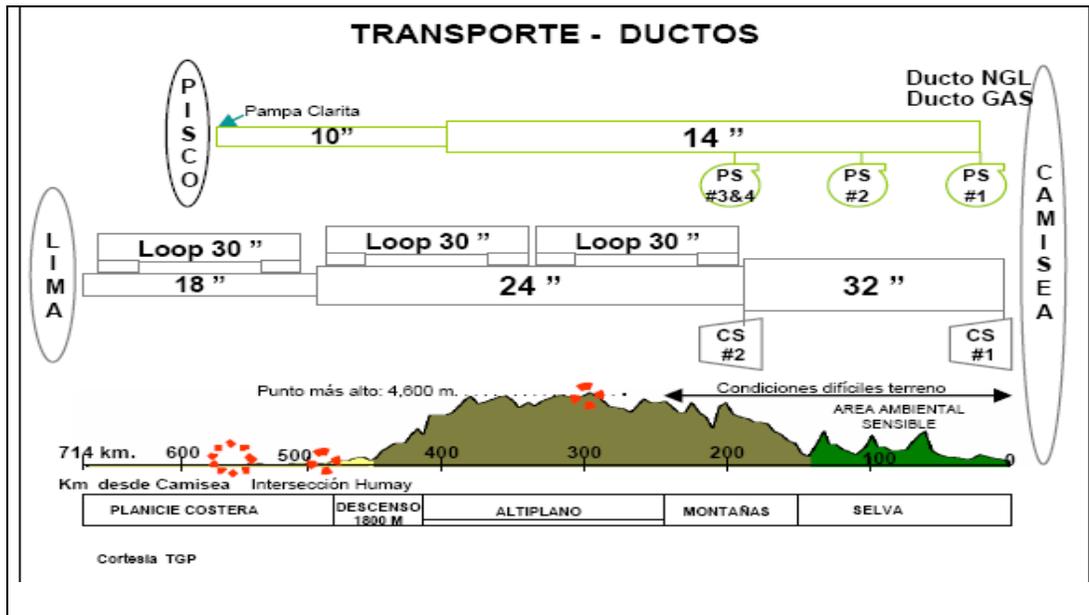


FIGURA 1.6: Transporte de Ductos

Fuente: Consultoría para determinar la complejidad y perspectivas del gas natural ESAN / 2008

- Un ducto de gas natural de 714 Km. que va desde la planta de Malvinas(Camisea) hasta el City Gate en Lurín-Lima
- Un Poliducto (ducto para líquidos de gas natural) de 540 Km. de longitud, desde la planta de Malvinas hasta la planta de fraccionamiento y Terminal de exportación de Pisco. Los líquidos de gas natural, serian comercializados en el mercado externo, a través de buques, y/o interno.

El primer tramo del ducto fue diseñado de 32 pulgadas, de manera de poder incrementar la oferta de gas a medida que la demanda aumentara. El contrato BOOT obliga a TGP a construir un ducto con una capacidad de 215 MMCFD (6.1 MMCMD), pudiendo incrementarse a 1,179 MMCFM (33.4 MMCMD), si la demanda lo requiere, la cual se detalla en el cuadro 1.3:

CUADRO 1.3: Características de Ductos

Características	Ducto de gas natural	Ducto de líquidos
Longitud	732 km	560 km
Diámetro	32"-24"-18"	14"-10"
Estación de bombeo		4
Estación de Regulación de Presión	1	3
Capacidad	25-1200 MMPCD	50 MBPD

Fuente: Consultoría para determinar la complejidad y prospectivas del gas natural ESAN Fecha: 2009

1.1.2.5 DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

el 2 de mayo de 2002 se firmo un convenio de cesión, mediante el cual Transportadora de Gas del Perú (TGP), con autorización del Estado y conforme a lo establecido inicialmente en su Contrato de Concesión, entrega Gas Natural de Lima y Callao (GNLC) la concesión de la distribución del Gas Natural, que pertenecía al grupo belga Tractebel, grupo Suez, otorgándose en concesión por un periodo de 33 años.

El compromiso que asumió esta empresa fue:

- Diseñar, suministrar bienes y servicios, y construir las obras comprometidas
- Red de distribución, la que debe estar en capacidad de atender la capacidad mínima.
- Diseñar suministrar bienes y servicios y construir las obras del Plan de Crecimiento comprometido.

Así como las demás instalaciones para la prestación del Servicio.

El 20 de agosto del 2004 se iniciaron las operaciones de distribución del gas natural. Este proyecto implicaba la instalación de una red de ductos para la distribución del gas como se muestra en la figura 1.7, las que en primera instancia se destinaron al mercado eléctrico (dado los contratos que había suscrito de manera de garantizar el contrato), en segundo lugar a la industria y en tercer lugar al mercado residencial, comercial y transporte. Los contratos que se suscribieron inicialmente fue por 2,343.45 miles de metros cúbicos por día. A continuación se presenta la relación de los mismos en la figura 1.4:

CUADRO 1.4: Consumidores Iniciales de Gas Natural

Empresa	Capacidad diaria contractual total (*)(en miles de metros cúbicos por día)	Numero de plantas
Electroperu S.A	1,982.00	(**)
Alicorp S.A.	56.45	2
Sudamericana de Fibras	79	1
Cerámica Lima	100	2
Vidrios Industriales S.A	58.2	2
Corporación Cerámica S.A.	31	2
Cerámica San Lorenzo S.A.C	36.8	1

(*) Capacidad contratada total en contratos de suministro de Gas con el productor

(**) A ser determinado posteriormente

Fuente: Contrato BOOT de Concesión de Distribución de Gas natural. /
Consultoría para determinar la complejidad y prospectivas del gas natural
ESAN Fecha: 2008

La red de distribución de gas natural de Lima y Callao abarca desde el City Gate en Lurín hasta la estación terminal en Ventanilla.

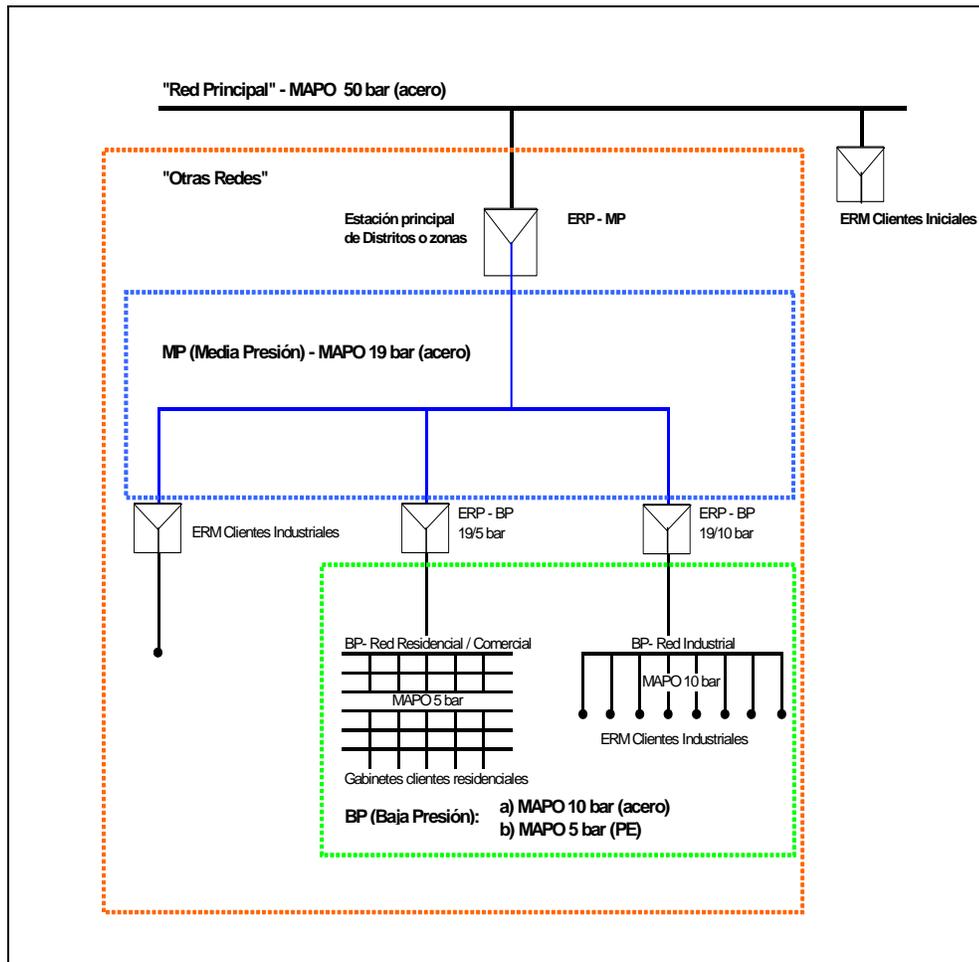


FIGURA 1.7: Diseño Conceptual Distribución de Gas Natural

Fuente: Gas Natural de Lima y Callao / Consultoría para determinar la complejidad y prospectivas del gas natural ESAN / Fecha: 2008

La Red Principal, tiene una presión de diseño de 50 bar, y esta constituida por tuberías de acero de diversos diámetros. Esta red comprenderá tanto un gasoducto principal de 20" de diámetro como las derivaciones o ramales de otros diámetros, que alimentaran las Redes de media presión a través de las ERP – MP (Estaciones de Regulación de Presión y Medición Primaria) así como a grandes clientes industriales conectados directamente a través de ERM (Estación de Regulación y Medición), tales como los Clientes Iniciales.

Las redes de expansión de gas natural se construyen de acuerdo a la necesidad del mercado mayormente dirigiéndose a los clúster industriales y Estaciones de Servicios de Gas Natural.

Culminada la etapa de construcción de la red principal, la comercialización a las industrias, comercios y residencias, la realizó la empresa Cálidda, que fue la marca comercial que utilizó GNLC, para ingresar a estos segmentos de mercado.

De acuerdo a lo que señala el contrato de concesión, el concesionario tiene un ingreso garantizado mensual igual al producto de la capacidad garantizada mensual por la tarifa base. La capacidad garantizada contractualmente se muestra en el cuadro 1.5:

CUADRO 1.5: Capacidad garantizada en MMPCD

Año de operación	Capacidad Garantizada MMPCD
1° al 7°	225
8° hasta el fin del periodo de recuperación	255

Fuente: Contrato BOOT de Concesión de Distribución de Gas natural / Consultoría para determinar la complejidad y perspectivas del gas natural ESAN

Elaboración Propia / 2008

1.1.2.6 INDUSTRIA PETROQUIMICA EN EL PERU

A nivel mundial, las principales características que presenta una industria petroquímica, es que es altamente competitiva, se requiere una gran disponibilidad de tecnología, capital intensivo y, las economías de escala son críticas, por lo tanto las plantas son cada vez más grande.

Actualmente los costos del Gas Natural en EEUU En Europa son bajos (06-08-11) como fuente Financial Markets Worldwide el bajo costo del gas natural está haciendo migrar la producción de petroquímicos a países en vías de desarrollo y los nuevos proyectos petroquímicos a zonas como el Golfo Arabigo – Egipto – Trinidad Tobago – Venezuela. A nivel de Sudamérica, la mayor parte de las industrias petroquímicas están ubicadas en el Atlántico, lo que coloca al Perú en una situación privilegiada. En ese sentido que en nuestro país se ha presentado el interés de diferentes empresas en presentar proyectos petroquímicos. Son cuatro los proyectos petroquímicos en el país: Nitratos del Perú en Pisco, CF Industries y Orica en Marcona y Braskem en Ilo. CF Industries produciría amonio y úrea, mientras que Orica produciría nitrato. 50% de la producción de nitratos se vendería

al exterior. CF Industrias presenta mayor incertidumbre en la construcción de la planta petroquímica debido a que no se tiene claro la construcción del Gasoducto Pisco Marcona y los bajos precios del GN en EEUU. En la figura 1.8 se muestra las plantas Petroquímicas instaladas en América con los diversos procesos que se muestra:



FIGURA 1.8: Plantas Petroquímicas en Sudamérica

Fuente: Consultoría para determinar la complejidad y perspectivas del gas natural ESAN / 2008

Desde noviembre del 2006, Petroperú esta en negociaciones con Petrobrás para evaluar la instalación de un polo petroquímico en Matarani-Arequipa-Perú, la misma que demandaría una inversión de US\$300 millones de dólares. Llegar a Matarani requiere la construcción de un ducto, que se justifica si tienen una demanda de 100 millones de pies cúbicos diarios.

La empresa Odebrecht concreto la compra del 49% acciones de la transportadora Kuntur El proyecto prevé llevar gas natural desde la zona de Camisea, en la provincia cusqueña de La Convención, hasta las ciudades del Cusco, Arequipa, Puno, Moquegua y Tacna, con una inversión de US\$ 1,500 millones, lo que se

encontró en el primer pozo (1.7 TPC) alcanza para el consumo de generación eléctrica, industrial y doméstico, la cual con los resultados de los otros pozos se prevé encontrar hasta 5 TPC la cual sería suficiente para desarrollar la petroquímica en Matarani.

Brasken estaba interesada en invertir dos mil millones para el desarrollo de la industria de plásticos, Petrobras en alianza con Petroperú invertirían US\$800 millones, Terra Industries invertiría US\$500 millones para producir urea.

CF Industries Perú SAC (CFI) es una subsidiaria de CF Industries Holdings Inc; uno de los mayores productores de fertilizantes de Norteamérica. CFI propone construir y operar un complejo petroquímico. El proyecto se ubica en la Bahía de San Juan aproximadamente a 3.4 km al noroeste de San Juan de Marcona, Provincia de Nazca, Región Ica, a aproximadamente 510 km al sur de Lima como se muestra en la figura 1.9. El proyecto producirá urea y amoníaco para atender los mercados de fertilizantes de urea de América del Sur y la costa oeste de América Central. Con este fin la empresa suscribió un contrato con el consorcio Camisea para el suministro de 100 millones de pies cúbicos de gas natural proveniente del Lote 88 por un plazo de 20 años.

Utilizando gas natural que provendrá del Lote 88 de Camisea. CF Industries Perú S.A.C. (CFI) es el proponente del Proyecto. CFI es una subsidiaria de CF Industries, Inc., que también es subsidiaria de CF Industries Holdings, Inc., uno de los mayores productores de fertilizantes de Norteamérica. CFI propone construir y operar un Complejo Petroquímico. El Proyecto se ubica en la Bahía San Juan, aproximadamente a 3,4 km al noreste de San Juan de Marcona, Provincia Nazca, Región Ica, a aproximadamente 510 km al sur de Lima. El Proyecto producirá urea y amoníaco para atender a los mercados de fertilizantes de urea en América del Sur y la costa oeste de América Central. Con ese fin, la empresa suscribió un contrato con el Consorcio Camisea para el suministro de 100 millones de pies cúbicos de gas natural por un plazo de 20 años.

La planta petroquímica también producirá 1.3 millones de toneladas de urea utilizando el amoníaco producido.

Actualmente se tiene 5 observaciones en el “Estudio Impacto Ambiental para la Construcción y Operación de un Complejo Petroquímico en San Juan de Marcona “ la cual se encuentra en proceso de levantamiento de observaciones.

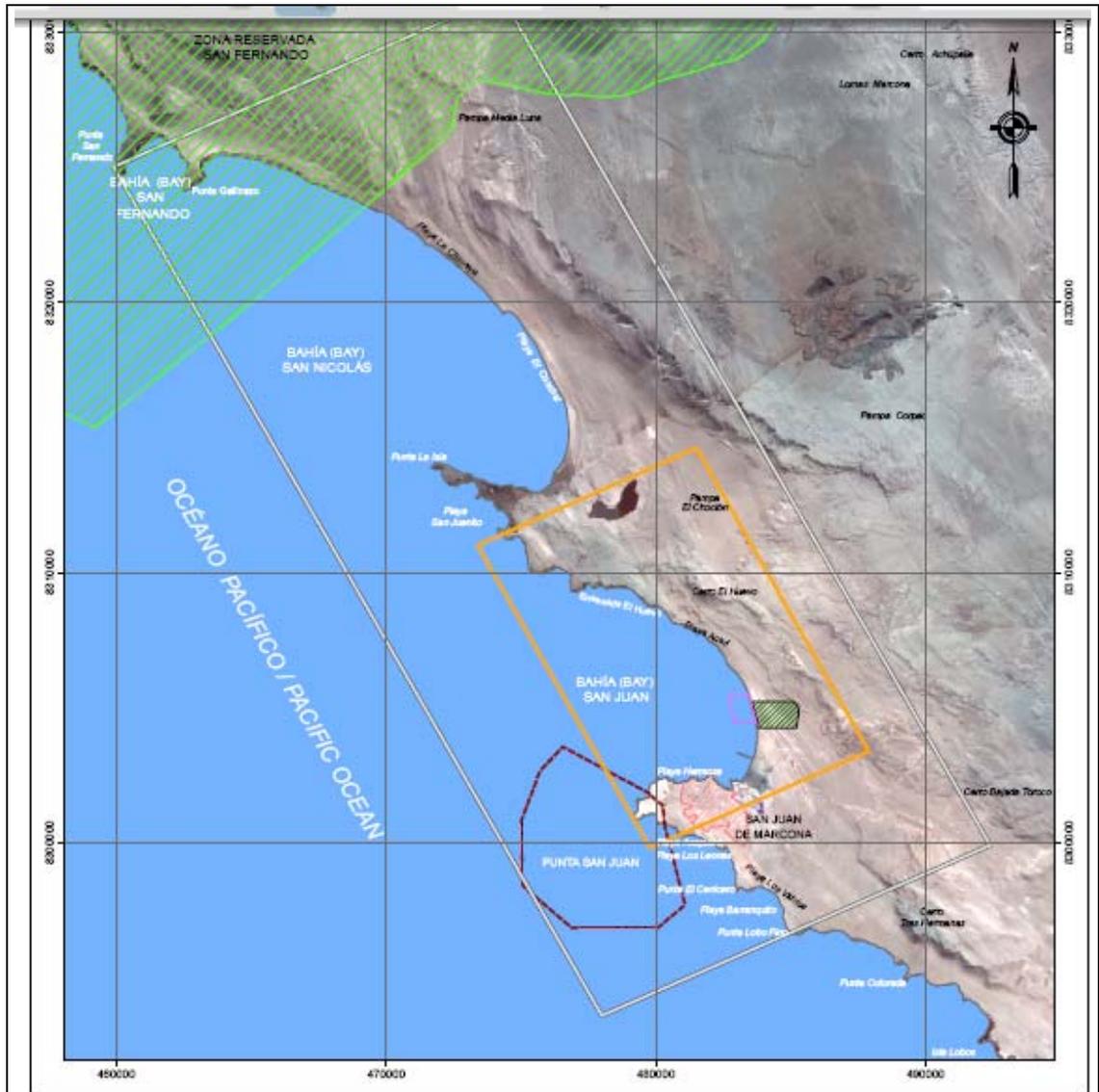


Figura 1.9: Ubicación del complejo petroquímico de Marcona de CFI Industries PERU SAC
Fuente: Estudio Impacto Ambiental para la Construcción y Operación de un Complejo Petroquímico en San Juan de Marcona

Además Nitratos del Perú S.A, empresa del grupo Brescia y de la chilena Sigdo Koppers, tiene previsto la ejecución del proyecto Nitratos del Perú a ubicarse en el Distrito de Paracas, Provincia de Pisco, Región Ica. El principal objetivo del proyecto Nitratos del Perú, es la producción de amoníaco y nitrato de amonio, para su comercialización en el mercado interno. Los excedentes de amoníaco podrán ser exportados luego de la satisfacción total de la demanda interna.

El proyecto Nitratos del Perú como se muestra en la figura 1.10, desarrollará las ventajas competitivas del sector petroquímico del Perú y que utilizando como insumo principal el gas natural de Camisea, contempla la construcción de un complejo industrial que se compondrá de una planta de amoníaco y nitrato de amonio, más las instalaciones de servicios necesarias para la operación de este complejo industrial, entre ellas: plataforma marina para la comercialización de amoníaco, planta para generación eléctrica, planta para desalinización de agua, central de refrigeración, instalaciones para almacenamientos de sustancias intermedias y productos finales, traslados internos y equipos para el control de los aspectos ambientales y de seguridad.

En la actualidad se ha realizado el Estudio de Impacto Ambiental y Social “Proyecto Nitratos del Perú” que actualmente se encuentra en evaluación.

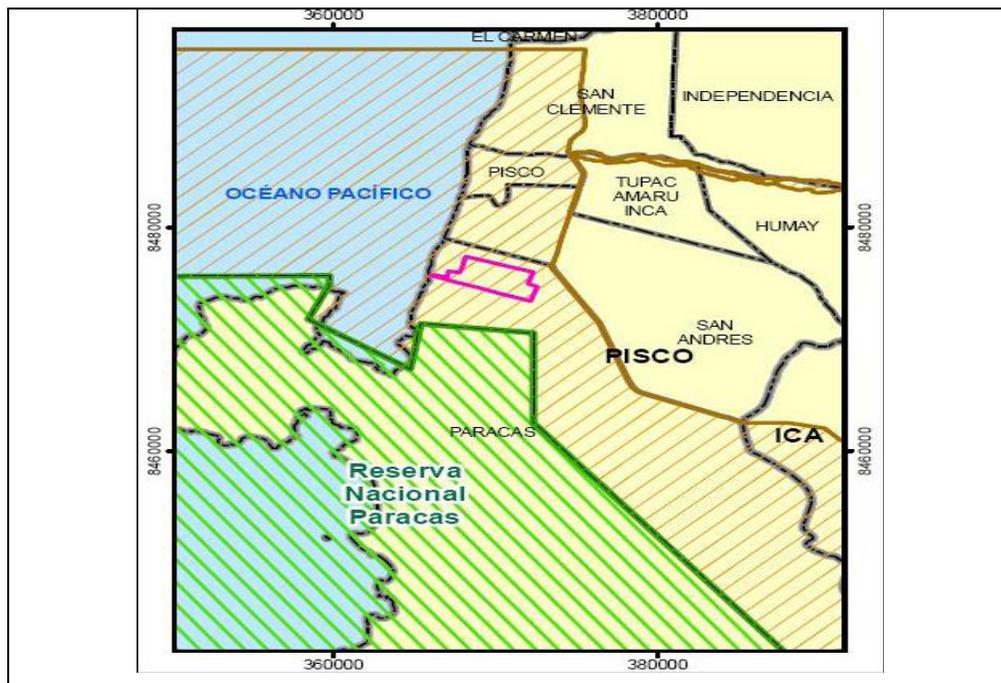


Figura 1.10: Ubicación del Proyecto Nitratos del Perú.

Fuente: Estudio de Impacto Ambiental y Social “ Proyecto Nitratos del Perú”

1.1.2.7 EL PRESENTE DEL GAS NATURAL

El presente de gas natural se está dando en la Distribución de Gas natural en Lima y Callao, en las Conversiones de las Instalaciones Industriales y las Construcciones de Gasocentros a Gas natural.

En este estudio vamos abarcar las conversiones industriales:

CONVERSIONES INDUSTRIALES

El gas natural puede ser usado en la industria en sustitución del carbón, la leña y los combustibles derivados del petróleo. Una utilización muy frecuente es en el uso de calderas para generación de energía térmica y eléctrica, entre otras aplicaciones se tienen las siguientes:

Fabricación de Vidrio: Mediante la construcción de quemadores a gas natural cuya luminosidad y radiación consiguen una óptima transmisión de energía calorífica a la masa del cristal

Producción de Alimentos: En la utilización de equipos para cocimiento y secado, es importante resaltar los equipos para secado de grano con aireadores.

Industria Textil: Mediante el calentamiento directo por convección para secado de telas. (Scream printer)

Industria de Cerámicas: En la utilización de hornos para fabricación de productos cerámicos.

Industria Química: En la utilización de calderas para la generación de CO₂. En la industria para secado de pinturas

Fabricación de Cemento: En la utilización de hornos para cementeras

En el anexo 6 se desarrolla la definición de Combustión Industrial.

1.1.2.8 EL PLAN QUINQUENAL DE GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO

Este plan quinquenal es parte de la propuesta tarifaria del 2008-2012, presentada el 28 de abril del 2008 el cual se realizó basado en las siguientes fuentes de Información:

Perfiles Zonales de la Gran Lima 2007 – Información demográfica y socioeconómico (Apoyo).

Estudio de Niveles MAPINSE 2007.

Precenso 1999-2001 (INEI).

Censo de Comercios 2007 (Apoyo).

Información actual de CALIDDA datos históricos, nuevas visitas, solicitudes de factibilidad.

Estudios de Mercado Ad Hoc en segmento industrial 2007.

Proyecciones de Crecimiento del PBI.

En los cuadros 1.6 y 1.7 se establecen las categorías tarifarias y los precios para los usuarios: Industria, Gran Industria, GNV, con estas características se ha elaborado el plan quinquenal donde figuran la cantidad de clientes por categoría desde el 2008 al 2012, el cual se detalla en el Cuadro 1.8, estos clientes se darán en los clusters industriales de los distritos de: Huachipa, Puente Piedra, Ventanilla, Chorrillos y Chaclacayo.

CUADRO 1.6: Segmentos del mercado de la Distribución de Gas natural en Lima y Callao

Categoría Tarifaria	Tipo de Consumidor	Rango de Consumo mensual
A	Residencial	Hasta 300 m3
B	Comercial	301 a 17 500 m3
C	Industrial	De 17 501 a 300 000 m3
D	Gran Industria y GNV	Más de 300 000 m3

Elaboración: Propia / Fuente: Osinergmin / 2010

CUADRO 1.7: Cuadro Tarifario de los clientes: industria, gran industria y GNV

Precios y Tarifas	Unidad	C	D
Precio Usuario	US \$/MMBTU	4.18	3.7

Elaboración: Propia / Fuente: Osinergmin / 2010

CUADRO 1.8: La proyección de Conversiones por año de las industrias se daría de la siguiente manera

Categoría Tarifaria	2009	2010	2011	2012
Categoría C	35	23	21	17
Categoría D	12	0	4	2

Elaboración: Propia / Fuente: Osinergmin / 2010

1.2 COSTOS DE COMBUSTIBLES

La Economía que se logra al Sustituir el combustible líquido a gas natural se refleja en el siguiente cuadro 1.9:

CUADRO 1.9: Precios de Combustibles

COMBUSTIBLE	PRECIO OSINERG(REFERENCIA)		
	SOLES/GALÓN	US\$/GALON	US\$/MMBTU
GLP	5.36	1.96	20.17
DIESEL 2	12.70	4.65	33.40
R6	8.28	3.03	20.10
R500	8.13	2.98	19.68
	S/m3	US \$/M3	US\$/MMBTU
GN	0.85	0.31	8.19

Elaboración: Propia / Fuente: Osinergmin, Petroperú / 2011

1.3 JUSTIFICACION DEL PROBLEMA

Este estudio se justifica por la gran cantidad de ventajas de su uso y que debido a que actualmente en Lima y Callao se dispone de varios combustibles tal como se muestra en el cuadro N° 1.9.

1.4 IDENTIFICACION DE LA NECESIDAD

Ante la necesidad de las empresas de ser cada vez más competitivas, el gas natural se presenta como una alternativa que puede ayudar en este objetivo.

Del cuadro N° 1.9 se observa una diferencia por este motivo se plantea la siguiente interrogante:

¿Se puede elevar el nivel de competitividad de las plantas industriales haciendo que las operaciones en el manejo de combustibles sean económicas, seguras y a la vez limpias?

1.5 HIPOTESIS

Mejorar el nivel competitivo de las plantas industriales dándole factibilidad técnica - económica viable empleando gas natural como combustible alterno.

VARIABLE DEPENDIENTE: Mejorar el nivel competitivo.

VARIABLES INDEPENDIENTES: Factibilidad Técnica, Factibilidad económica.

1.6 OBJETIVO

1.6.1 OBJETIVO GENERAL

Elevar el nivel de competitividad de las empresas por reducción de costos y menor impacto medioambiental en el reemplazo de combustibles líquidos por gas natural.

1.6.2 OBJETIVO ESPECIFICOS

Generar ahorro por sustitución de combustibles e ingreso de nueva tecnología.

Mejorar la eficiencia de los equipos térmicos.

Disminuir las emisiones gaseosas contaminantes productos de la combustión.

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1 PROCESOS EN UNA INDUSTRIA TEXTIL

Industria textil es el nombre que se da al sector de la economía dedicado a la producción de ropa, tela, hilo, fibra y productos relacionados.

Los textiles son productos de consumo masivo que se venden en grandes cantidades. La industria textil genera gran cantidad de empleos directos e indirectos, tiene un peso importante en la economía mundial.

2.1.1 Producción de fibras.-

Las fibras son las materias primas básicas de toda producción textil, dependiendo de su origen, las fibras son generadas por la agricultura, la ganadería, la química o la Petroquímica.

2.1.2 Hilandería.-

Es el conjunto de procedimientos cuya finalidad es obtener hilos a partir de fibras naturales o sintéticas. El proceso de la fabricación del hilo puede ser de dos tipos: artesanal e industrial.

2.1.2.1 Artesanal

- Manual: Simplemente retorcer las fibras con la mano desnuda; usada, por ejemplo antiguamente en nuestro país para fabricar cuerdas a partir de hierbas secas.
- Huso(objetos de hilar)

2.1.2.2 Industrial

- Hilatura de anillos
- Hilatura Open End (rotores)
- Extrusión de fibras sintéticas

2.1.3 Proceso de Producción de Telas

En la figura 2.1 se presenta el Diagrama de Procesos de la Industria Textil. En los procesos de elaboración de telas básicamente se presenta tres etapas:

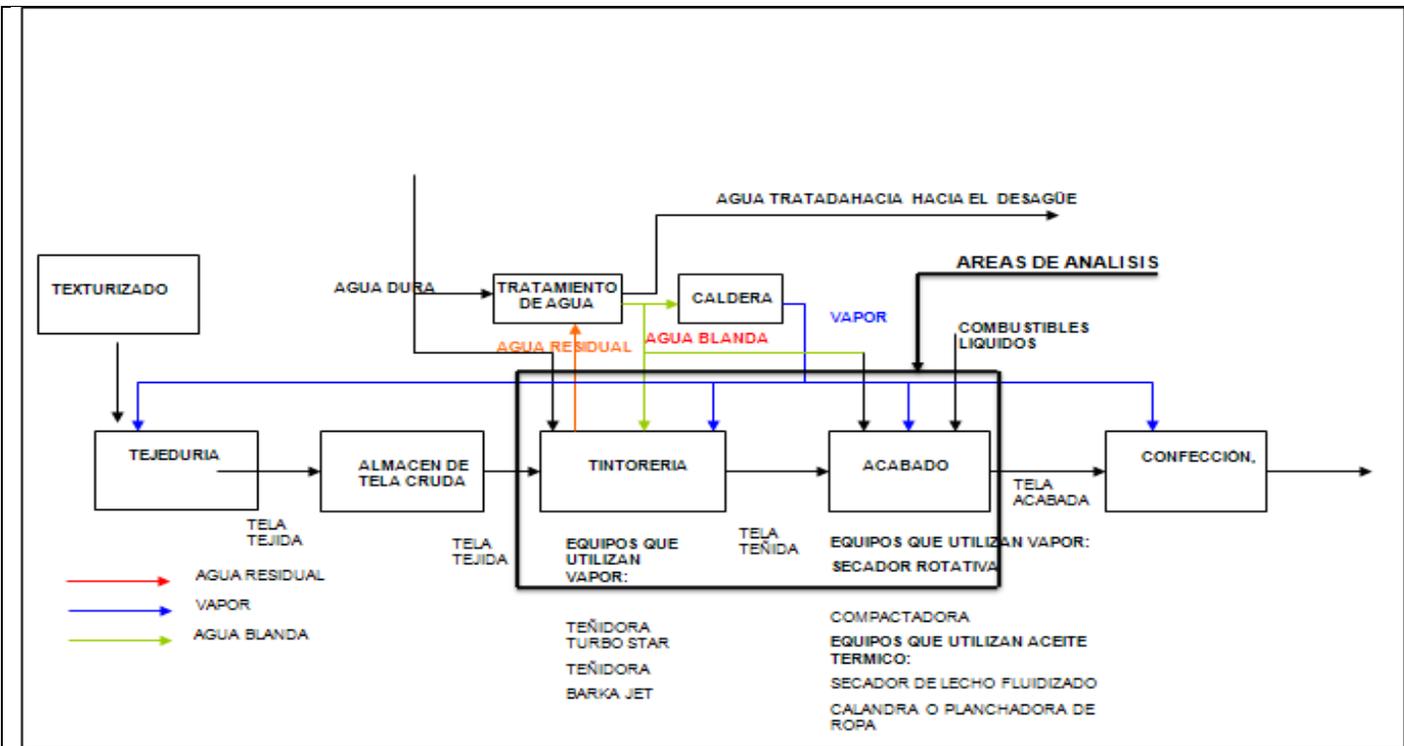


FIGURA 2.1: Diagrama de proceso de una planta textil

Fuente: Planta "Diseño y Color"

Fecha: 2011

En los procesos de elaboración de telas básicamente se presenta tres etapas:

- Texturizado
- Tejeduría
- Tintorería y Acabado

2.1.3.1 Texturizado

Las fibras a utilizar se las pasa por la torcedora con la finalidad de darle mayor dureza al hilo, así como también una mayor resistencia y calidad a la tela. Solo cuando se trata de una tela gruesa se pasa el hilo por una dobladora la cual es una máquina que sirve para aparear el hilo.

Después que el hilo ha sido torcido y doblado pasa por la texturizadora para darle elasticidad a base de temperatura

2.1.3.2 Tejeduría

En esta sección se tejen los hilos de acuerdo al diseño de tela requerido. El hilo proveniente de la sección texturizado se lo embobina en diferentes tubos pr ser repartidos a otra máquina. Por medio de la enconadora se lo coloca los hilos en conos, los conos quedan listos para ser cargados en la urdidora de faja.

El hilo pasa a través de un peine (para que el hilo no se enrede) hacia el tambor donde es fajado.

La cantidad de hilos de la faja depende del tipo de la tela a elaborar, por ejemplo el caso de la tela poliéster para camisa se necesitan de 5400 a 5800 hilos.

Seguidamente se coloca el hilo en un plegador (el plegador es una bobina que se ajusta a los lados dependiendo del número de hilos a utilizar) y queda listo para ser pasado por la engomadura. En la engomadora los hilos se sumergen en una mezcla goma textil, suavizantes y lubricantes. Fijados con tambores calientes a una temperatura aproximada a los 80°C para darle mayor resistencia al hilo durante las siguientes etapas del proceso; el hilo que sale de la engomadora pasa por un plegador, el cual es llevado a la sala de pasadoras en donde ordenan el hilo de acuerdo al diseño de tela requerido.

Los plegadores se colocan en los telares donde se teje la tela. La tela el borda pasa la revisión donde se corrigen pequeñas fallas de elaboración como lo son pequeños nudos en los hilos, manchas de manipuleo, etc.

2.1.3.3 Tintorería y Acabado

En esta sección se da el acabado final a la tela. La tela proveniente de la sala de revisión se la lava y blanquea ya sea a través del Turbo Star o el Barca Jet, a temperaturas de trabajo de aproximadamente 130°C, a través del barca jet a la misma temperatura.

La tela tinturada se la hace pasar a la secadora y luego a la chamuscadora para eliminar las pelusas de la tela. La máquina tundidora se encarga de limpiar de la tela de los restos chamuscados. En **la rama tensora** se termina fija la tela al ancho deseado, para luego ser planchada y revisada. La tela producida se la pesa y se la corta en piezas que son almacenadas en las bodegas de productos terminados.

Confección.

Es la fabricación de ropa y otros productos textiles a partir de telas, hilos y accesorios.

2.2 EQUIPOS UTILIZADOS EN EL AREA DE TINTORERIA Y ACABADO

Dentro de la industria textil tenemos muchas máquinas; considerando nuestro estudio mencionaremos todos los equipos involucrados que utilicen con vapor o aceite térmico y otras que operan con el consumo de combustibles.

En la figura 2.1 se presenta el Diagrama de Procesos en la Industria Textil

2.2.1 EQUIPOS QUE UTILIZAN VAPOR

Existen equipos que trabajan con vapor en las unidades de Tintorería y Acabado

2.2.1.1 Tintorería.-

La capacidad de vapor requerida en los equipos que se utilizan en una tintorería, como es el caso de la barca Jet, Turbo Flor como se muestra en la figura 2.2, se toma como base que los mismos están trabajando en el tinturado, debido en que este proceso se necesita mayor cantidad de vapor.

El trabajo de las tintorerías consiste en procesos de inmersión en tintes a temperaturas de ebullición, en procesos de enjuague, y por último en procesos de secado. En los tanques de tinte los chorros de vapor deben fluir por los fondos de los tanques para calentar el tinte y agitarlo a fin de que la solución se mezcle completamente.

Teñidora de Tela



Marca Fongs relación de baño de 1/12
Modelo Atmosférico



Marca Thies relación de baño 1/6
Modelo a Presión

FIGURA 2.2: Teñidora de Telas

Fuente: www.textilespanamericanos.com / artículo de Enero 2004 Modelo Eco 38

En la actualidad, por la calidad del secado en las industrias se prefiere con inyección de vapor de agua en los radiadores. El equipo está constituido por centrifugas de aire, tambores rotativos como se detalla en la figura 2.3.



FIGURA 2.3: Secadora de prendas con inyección de vapor

Fuente: www.girbau.com.es Secadora de ropa Marca Girbau Serie STI

2.2.1.2 Compactadora plegadora de tela

Este Equipo es utilizado para el secado, planchado plegado de tela abierta o tubular, su fuente de energía es el vapor proveniente de los calderos piro tubulares tiene las siguientes unidades como se muestra en la figura 2.4 y son las siguientes:

- Unidad de entrada con pre vaporizador
- Centrado de tela automático
- Unidad de compactado
- Plegador simple.

La finalidad de este equipo es encoger la tela, secar, plegar y compactar evitando así el revirado y la falta de resistencia en el tejido.

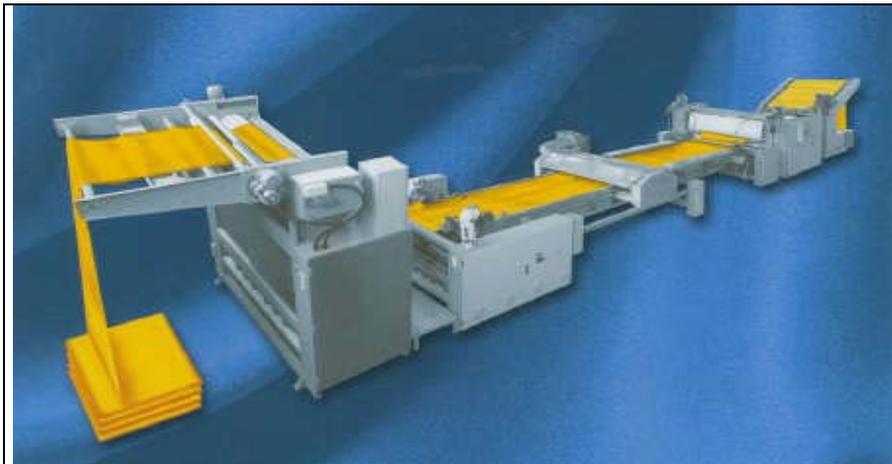


FIGURA 2.4: Compactadora

Fuente: Textiles Sumilla www.interempresas.net / Fecha: 2010

2.2.2 EQUIPOS QUE UTILIZAN ACEITE TERMICO

2.2.2.1 Secador rotativo.-

El proceso de Secado óptimo en rendimiento y eficacia con mínimo consumo energético, se generan con los secadores rotativos.

Se tienen de diferentes marcas y capacidades de secado, pero la diferencia es la energía que utiliza para el secado, entre ellas tenemos la de aceite térmico que viene a ser una línea de tuberías tipo parrilla dentro de la secadora o con inyección en los quemadores con combustibles residual, gas natural o GLP

2.2.2.2 Secador de lecho fluidizado

El secado es una de las etapas más importantes del acabado textil, para obtener un buen resultado en la calidad del tejido con respecto a su suavidad y estabilidad dimensional. Es de alta eficiencia térmica, operación segura y de bajo mantenimiento.

Las nuevas toberas proporcionan aumento de rendimiento, mayor capacidad de secado y reducción en los consumos de energía, sea eléctrica o térmica (vapor, gas o aceite térmico); además proporciona mayor facilidad en la operación, ya que no es necesario hacer las constantes paradas para hacer su limpieza.

El ventilador dirige todo el caudal de aire a través de toberas diseñadas para promover un flujo del aire calentado de forma homogénea sobre el tejido. El flujo es igualmente distribuido tanto en las toberas superiores como inferiores. Y así se garantiza el secado homogéneo, mejor relajación de la tela y pre encogido. El equipamiento puede operar hasta con tres fuentes de energía térmica: vapor, aceite térmico o gas. En nuestro caso antes de la conversión a gas natural se trabajaba con aceite térmico en la siguiente figura se muestra el secador de lecho fluidizado:.



FIGURA 2.5: Secador de lecho fluidizado marca ALBRECHT modelo Hércules

Fuente: <http://www.albrecht.com.br/es/default.php?go=hercules> / 2010

2.2.2.3 Calandra

En el sector textil, el término “ calandra” figura 2.6 la cual identifica un tratamiento acabado en el cual una tela sea sometida en caliente para reducir su grosor, eliminar cualquier posible arruga y conceder con eso un aspecto brillante en por lo menos una cara.

Otros usos en la industria textil es el secado de tela, fijado de los estampados y suavizantes. Estas maquinas trabajan con aceite térmico procedentes de una caldera, así mismo cada tipo de tela (dependiendo a la cantidad de poliéster) tendrá un tiempo definido de permanencia en la maquina porque existe la tendencia que la tela se amarillen y pierda la suavidad esperada.



FIGURA 2.6: Calandra con Aceite Térmico

Fuente: <http://www.turvemac.com> Fabrica de maquinaria Textil Turvemac / 2010

2.2.3 EQUIPOS DE GENERACIÓN DE VAPOR Y ACEITE TÉRMICO

2.2.3.1 CALDERAS DE VAPOR

Las calderas de vapor son instalaciones industriales las cuales funcionan mediante la aplicación de un combustible sólido, líquido o gaseoso; su principal objetivo es vaporizar el agua para poder así obtener diferentes aplicaciones.

Las calderas de vapor cuentan básicamente con: una cámara de vapor y una cámara de agua; la primera se define como el espacio ocupado por el vapor en el interior del dispositivo, es allí en donde se separa el vapor del agua para lograr posteriormente la suspensión. Cuanto más variable es el consumo del vapor, mayor será el volumen de la cámara. La cámara de agua es el espacio en donde se coloca el agua que hace funcionar a la caldera.

Dentro de los tipos de calderas de vapor nos encontramos con una de las más populares, las piro tubulares horizontales; se fabrican en un mínimo de 200 Kg/h y un máximo de 17.000 Kg/h y con presiones que oscilan entre los 8 Kg/h y 24 Kg/h. este modelo dispone en su parte trasera de una puerta abisagrada y de apertura total que deja al descubierto su interior; su fácil manipulación y accesibilidad permiten a quien la opera llevar a cabo las tareas de limpieza y mantenimiento desde el exterior sin correr riesgo de accidentes.

CALDERO PIROTUBULAR

Los calderos piro tubulares son los equipos más utilizados en la industria y constituyen un objetivo de sustitución total, cuando se incorpora gas natural a precios accesibles.

Se clasifica así en este tipo, el fluido en estado líquido se encuentra en un recipiente atravesado por tubos, por los cuales circulan gases a alta temperatura, producto de un proceso de combustión.

Los calderos piro tubulares son aquellos en que los gases y humos provenientes de la combustión pasan por tubos sumergidos en el agua.

CAPACIDAD DE LOS CALDEROS

La cantidad de vapor requerida para producir en determinadas maquinas un HP de potencia, dio lugar a la expresión de la capacidad de los calderos.

Un hp es equivalente, en tales términos, a 34.5 libras de vapor por hora, producido desde agua a 100°C hasta vapor a la misma temperatura o aproximadamente **33.475 BTU/h**, considerando que el calor de vaporización es de 970.3 BTU/ lb.

Los calderos antiguos podían evaporar esta cantidad de agua con aproximadamente 10 pies² de área de transferencia de calor, por lo cual las potencias de los calderos fueron expresadas en BHP o HP siendo tales los pies² de área de transferencia de calor divididos entre 10.

Actualmente estos términos no resultan teóricamente correctos, ya que no existe una relación directa entre la capacidad de vapor producida y la requerida para generar un HP y tampoco con el área de transferencia empleada; sin embargo particularmente en el caso de los calderos en HP o BHP, utilizada por los propios fabricantes y usuarios en la práctica industrial, debe tomarse en cuenta, considerando que un hp o bhp resulta equivalente a una producción de 34.5 lb/h de

vapor a 100°C, a partir de agua a la misma temperatura. En la figura 2.7 se muestra una caldera pirotubular:

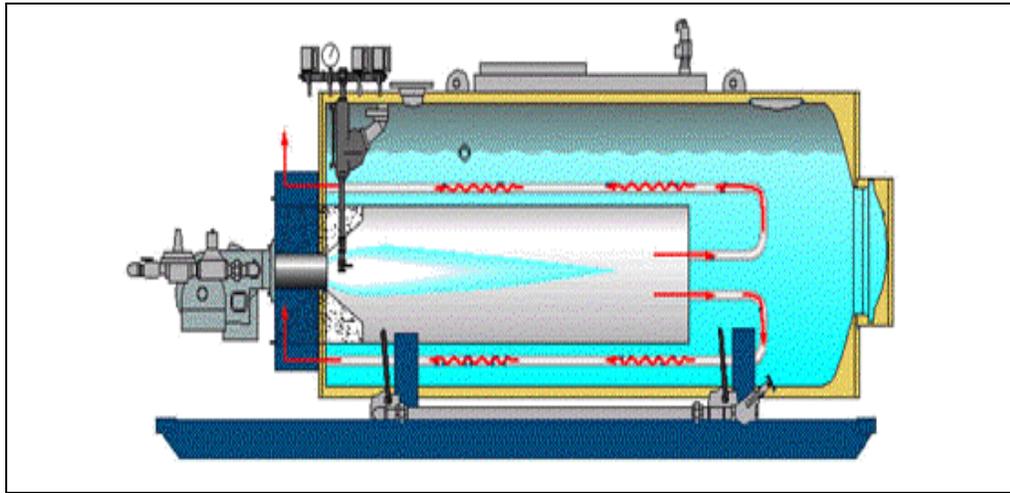


FIGURA 2.7: Caldero Pirotubular Proyecto de Plantas de VAPOR Juan G. Dutari

Fuente: <http://www.juandutari.htmlplanet.com/photo.html>

Calculo del consumo de Vapor

Se consideran 2 calderas de 200 BHP cada una

Tipo de Caldera Piro tubular de 200 y 150 BHP

- Combustible que utiliza es el Petróleo Industrial 500 y Diesel 2
- Consumo Nominal: 56.5 y 55.24 gl/h respectivamente.
- CC: Caballos de Caldera (BHP) = 33475 Btu/h, 1 Kcal=3.96 Btu/h

2.2.3.2 CALDERO DE ACEITE TERMICO

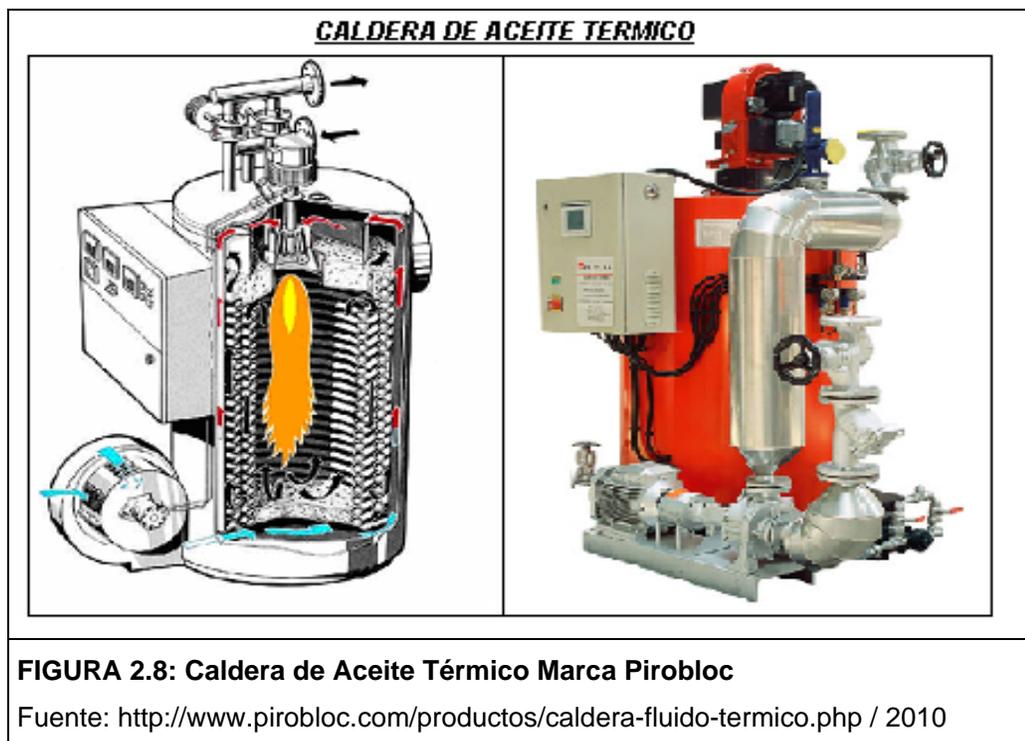
Las calderas de aceite térmico son del tipo de serpentín con pasos múltiples y de alta eficacia como se muestra en la figura 2.8. El aceite térmico circula por el serpentín calentado por la llama del quemador y por los humos. Seguidamente se distribuye a baja presión a través de un circuito cerrado hacia los diferentes consumidores. En el retorno, un degasificador, atmosférico o presurizado con nitrógeno, permite eliminar los restos de gases disueltos antes de su inyección en el grupo de circulación.

Los caracteres más importantes de la caldera de aceite térmico utilizado en la planta es la siguiente:

- Presión de diseño 9 bar. Presión de trabajo Max: 7 bar
- Temperatura de diseño: 400°C Temperatura de trabajo Max: 350°C, en las maquinas que trabajan en la planta son a temperaturas menores de 250°C
- Rendimiento térmico 87° a 91°C

Características típicas del aceite térmico utilizado Marca Diphyl KT(Bayer AG):

- Densidad a 15 °C: 0,880 kg/l
- Viscosidad a 40 °C: 20 cSt
- Viscosidad a 100 °C: 4,5 cSt
- Índice de viscosidad: 80/90
- Punto inflamación P.M.: 180 °C
- Punto de congelación: -45 °C
- Calor específico 50 °C: 0,48
- Temperatura de servicio Máx.: 350°C
- Temperatura de inflamación: 144°C
- Temperatura de Auto ignición: 490



Las maquinas que utilizan el aceite térmico en la planta textil son:

- Secador rotativo.
- Secador de lecho fluidizado
- Calandra

Estas serán reemplazadas por la Rama Tensora, debido a los costos de mantenimiento y de los combustibles se opta por utilizar esta nueva máquina para el desarrollo de acabado que se denomina

2.2.4 Rama Tensora

Maquina destinada a estabilizar térmica y dimensionalmente el tejido textil, para ello el material es recogido mediante pinzas y transportado al interior de una cámara de termo fijación, enfriándolo posteriormente a temperatura ambiente y enrollándolo para usos posteriores.

Una maquina Rama a convección forzada se compone de varios compartimentos idénticos, de una longitud aproximada de 3 m incluyendo cada uno su propio dispositivo de calefacción y ventilación. Las maquinas rama asocian al efecto térmico una acción mecánica de estirado transversal del tejido, cuyos bordes se sujetan lateralmente mediante unas pinzas arrastradas por dos cadenas sin fin, que permiten la traslación del tejido en un plano horizontal.

La zona de combustión del gas se encuentra siempre en depresión con respecto al recinto calentado, depresión motivada por los ventiladores de barrido. La combustión se realiza, bien sea en el interior de tubos perforados de acero refractario o bien directamente en una vaina de aspiración de aire fresco y atmosfera reciclada.

La potencia térmica 0.5 MMBTU/h por compartimiento, según sean los tratamientos a realizar y el peso por metro de tejido a tratar. Se consigue dicha potencia por medio de un número variable de quemadores, así como por distintos sistemas de alimentación. La regulación automática de la temperatura se realiza individualmente para cada uno de los compartimentos a través de las indicaciones de un detector situado generalmente frente a los ventiladores de barrido.

Las ventajas del calentamiento directo a gas natural son de orden técnico y económico.

Ventajas de Orden Técnico

Las ventajas que se menciona corresponden a la utilización de la rama tensora cuyo combustible es el Gas Natural y son las siguientes:

1.- Espacio reducido: El espacio en una Rama para la cámara de combustión de gas es mucho menor que el del intercambiador correspondiente, lo cual facilita la adaptación de equipos de calefacción directa a gas en los aparatos existentes.

2.- Gran flexibilidad térmica: La instalación de potencias caloríficas aletas, unido a la baja inercia térmica del dispositivo de calentamiento, permiten obtener una rápida variación de temperatura en la cámara de tratamiento, disminuyendo con ellos los riesgos de deterioro de tejidos.

En el interior de la rama tensora existe grandes superficies de intercambio de temperatura que posibilitan una rápida calefacción como también reguladores de ingreso de aire fresco la cual permitirá un amplio rango de temperatura para los múltiples procesos que se utilizan en estos equipos.

3.- Simplicidad de construcción y funcionamiento; la construcción de los aparatos se simplifica por la supresión de vainas, chimeneas, intercambiadores, etc.; necesarios en el calentamiento indirecto.

Ventajas de orden económico

Gastos de inversión reducidos: la simplicidad del procedimiento permite reducir notablemente los gastos, tanto en la adquisición de nuevos aparatos como en la adaptación de los existentes.

Gastos de mano de obra bajos: Los gastos de explotación imputables al calentamiento a gas son prácticamente nulos, en relación del automatismo de los equipos.

Consumo reducido: el consumo de combustible es extremadamente reducido, ya que los productos de la combustión del gas contribuyen íntegramente al calentamiento de la maquina.

Gastos de mantenimiento mínimos: los gastos de mantenimiento de los quemadores son prácticamente nulos, así como los de limpieza y conservación de las partes mecánicas internas del aparato, debido a la combustión completa del gas

Mejora de la productividad: la potencia y baja inercia térmica de los equipos de calentamiento directo a gas permiten variaciones rápidas de temperatura, reduciéndose los tiempos muertos que separan las operaciones sucesivas efectuadas a distintas temperaturas, pudiéndose incrementar el número de tratamientos durante una misma jornada, la cual se muestra en la figura 2.9 el sistema de alimentación de aire y gas de un quemador de Rama, el perfil de llama en la figura 2.10 y un ejemplo de instalación en la figura 2.11.

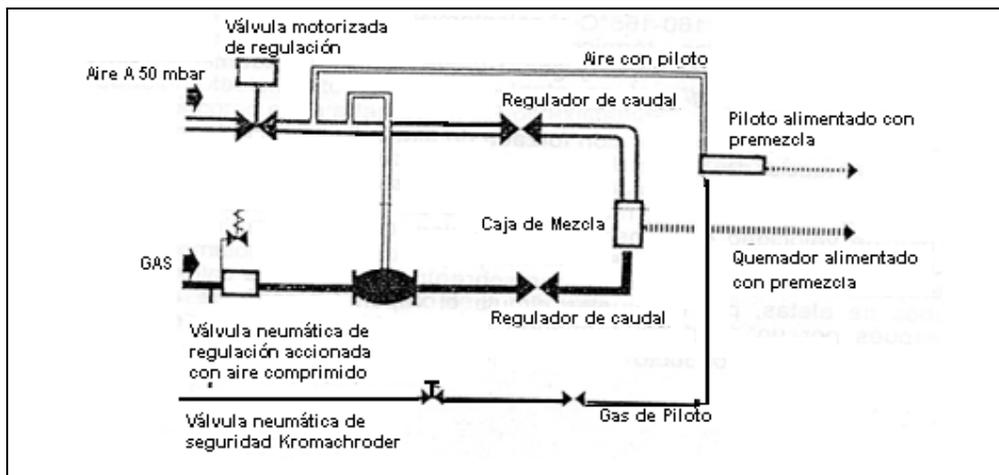


FIGURA 2.9: Esquema de alimentación de aire y gas de un quemador Rama

Fuente : COMBUSTION PERCY CASTILLO NEYRA

Fecha: 2010

Cada quemador antorcha está alimentado con pre mezcla de aire y gas, producida en una maquina mezcladora. El quemador se enciende por un piloto alimentado igualmente con pre mezcla. Este piloto lleva un termopar de detección de llama que actual sobre la válvula de mando electromagnético de la válvula neumática de seguridad del circuito del quemador.

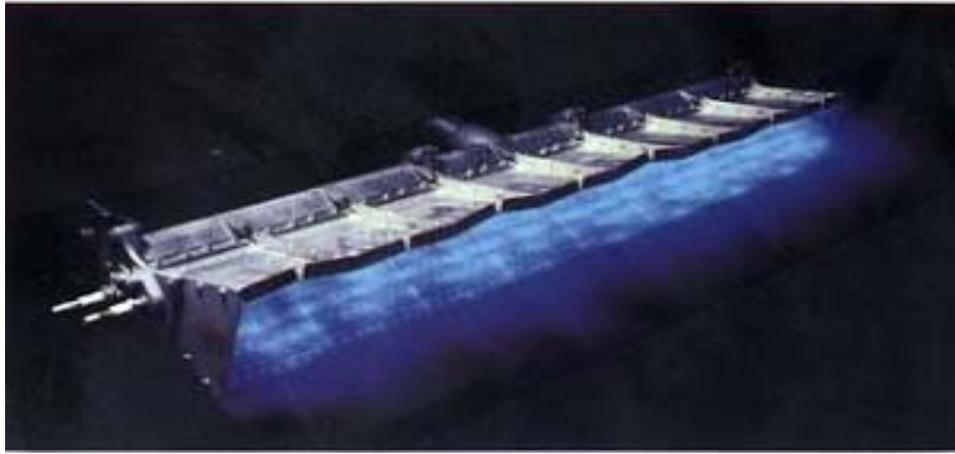


FIGURA 2.10: Perfil de llama

Fuente: Diseño y Color / Proyectos QCE

Fecha: 2010



FIGURA 2.11: Instalación del quemador

Fuente: Diseño y Color / Proyectos QCE

Fecha: 2010

2.3 COMPARACION DE LOS SISTEMAS DE INSTALACION DE LOS COMBUSTIBLES LIQUIDOS Y GAS NATURAL

La utilización de gas natural simplifica la relación combustible quemador reduciendo el uso de bombas, calentadores, tanques de almacenamiento y otros como se verá en los **anexos 2 y 3**, además tenemos la descripción del sistema de combustibles líquidos en el anexo 5.

2.4 SISTEMA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

El sistema de suministro de gas natural tiene como finalidad alimentar los equipos térmicos que intervienen en los procesos de la industria textil

El sistema de Suministro de Gas natural está conformado por los siguientes elementos:

- Tubería de Conexión
- Acometida
- Tubería Red Interna
- Estación de Regulación Secundaria
- Tren de Válvulas

En la figura 2.12 se muestra soldadura de tuberías para la conexión a una ERM



FIGURA 2.12: Soldadura en zanja para Tubería de Conexión

Fuente Proyectos QCE

Fecha: 2010

2.4.1 TUBERIA DE CONEXIÓN

Para el diseño y la instalación de las tuberías de conexión que están incluidas en las redes secundarias de las “Otras redes” se aplicaran las normas técnicas nacionales e internacionales vigentes y estas se encuentran en el marco teórico del presente trabajo.

2.4.2 ACOMETIDA

De acuerdo al D.S. 042-99-EM “Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos” y sus modificaciones nos indican que la acometida está compuesta por la Estación de Regulación y Medición (ERM) y del Accesorio del ingreso a la ERM denominado (AIE)

2.4.3 ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICION PRIMARIA (ERM)

Se denomina “Estación de Regulación de Presión y Medición Primaria” al conjunto de elementos (filtros, regulador de presión, tuberías, medidor, válvulas de seguridad y corte, bridas, etc.), que tienen por misión reducir y mantener a un valor constante la presión del gas a la salida de la misma para ser consumida por los equipos de la instalación interna. Así mismo, controla y mide el volumen de gas que ha sido suministrado a la industria. Su diseño depende del tipo de consumo y caudal requerido y de las presiones de ingreso y salida

La Estación de Regulación de Presión y Medición Primaria estará instalada en el predio del usuario, en un recinto aislado tan cerca como sea posible de la válvula de servicio (punto de entrega). Se detallan en la figura 2.13 y 2.14.

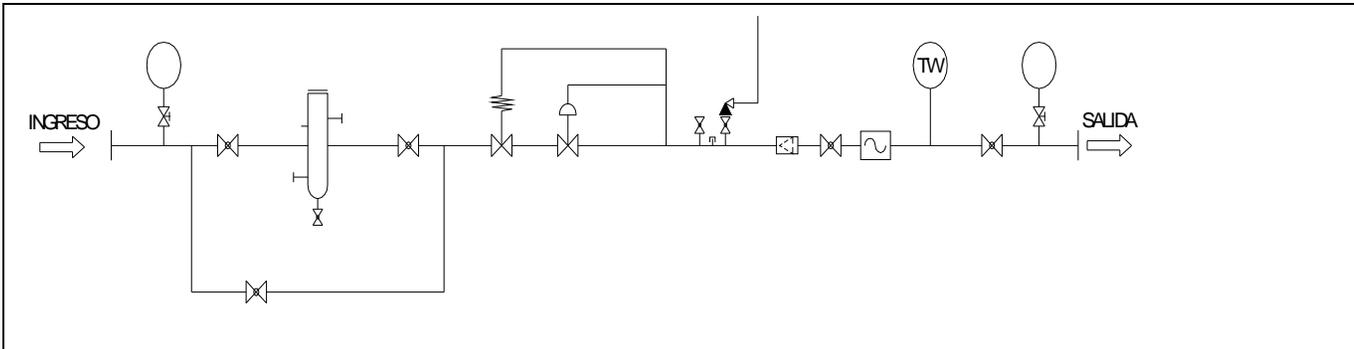


FIGURA 2.13: Diagrama de Procesos e Instrumentación de ERM Simple Rama

Fuente: Especificaciones Técnicas CALIDDA

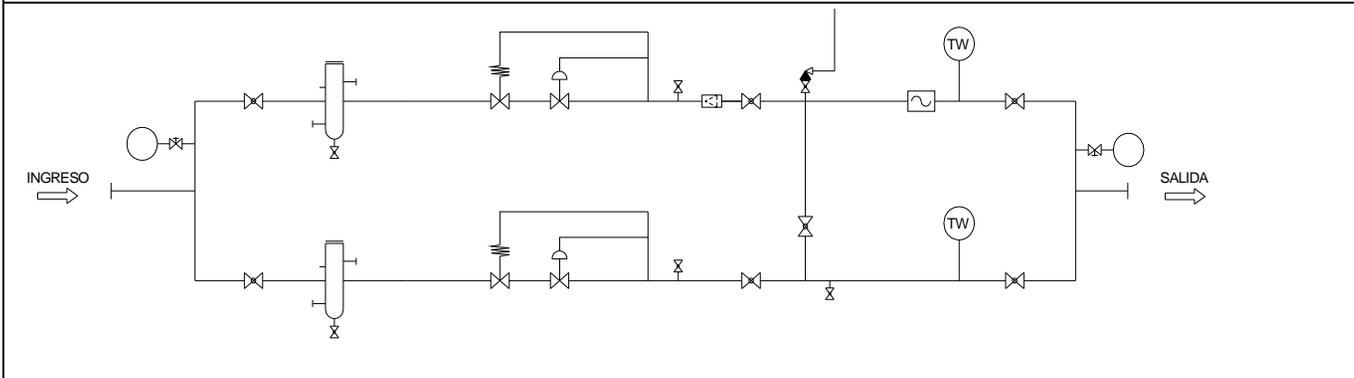


FIGURA 2.14: Diagrama de Procesos e Instrumentación de ERM Doble Rama

Fuente: Especificaciones Técnicas CALIDDA

SIMBOLOGÍA	DESCRIPCIÓN
	MANÓMETRO Y VÁLVULA DE BLOQUEO Y PURGA
	VÁLVULA ESFÉRICA
	VÁLVULA MARIPOSA
	MEDIDOR DE FLUJO ROTATIVO O TURBINA
	FILTRO
	VÁLVULA ESFÉRICA PARA PURGA
	VÁLVULA DE SEGURIDAD POR ALIVIO
	REGULADOR CON BLOQUEO INCORPORADO
	CUPLA CON TERMOPOZO DE ACERO INOXIDABLE
	JUNTA CON MALLA METÁLICA PLANA INCORPORADA 100um
	BRIDAS
	BRIDA CON DISCO CIEGO
	CUPLA SOLDADA CON EXTREMO ROSCADO HEMBRA Y TAPON

Según el tipo de consumo la podemos distinguir tres tipos de ERM:

Interrumpible: Instalaciones donde el consumo de gas puede ser interrumpido en cualquier momento, disponiendo de una sola línea de filtraje y regulación.

Continuo: Instalaciones en que el consumo de gas puede ser interrumpido eventualmente en forma programada, disponiendo de doble filtraje y regulación.

Crítico: Instalaciones en las que el consumo no puede ser interrumpido en ningún momento, debido al proceso de fabricación, se dispone de doble filtraje y regulación y dos reguladores en serie por línea.

Una estación de regulación debe ser diseñada con un sistema de seguridad que permita suministrar gas a condiciones de regulación requerida, estos parámetros dependen principalmente del tipo de consumo, es decir si este es continuo o crítico se diseñará un sistema de seguridad tal que permita no interrumpir el suministro en caso de falla de algún elemento de regulación. Generalmente está compuesto por los siguientes elementos:

- Filtro de gas
- Válvula de seguridad por bloqueo
- Regulador de presión
- Medidor de flujo
- Válvula de seguridad por venteo.
- Válvula de aislamiento

Estos elementos están desarrollados en el anexo 4

2.4.4 RED INTERNA

Se denomina red interna al tramo de tubería que comprende la estación de regulación y medición primaria hasta la estancia de regulación secundaria. En el

Anexo 5 se ha desarrollado las especificaciones técnicas de la red interna

2.4.4.1 criterios de selección

La selección del material se hará en función de lo siguiente:

- El lugar en que se hallara la tubería
- La presión
- El diámetro necesario
- Los riesgos de corrosión específicos
- Circunstancias o factores de deterioro específicos
- La disponibilidad del material en el mercado local

CUADRO 2.1- Selección de tubería en función de la presión y ubicación espacial

Presión	Tubería subterránea	Tubería de superficie
< 500 mbar	Acero revestido/PE	Acero pintado/cobre
< 4 bar	Acero revestido/PE	Acero pintado
> 4 bar	Acero revestido	Acero pintado

En el cuadro 2.1 se observa la selección de tubería en función de la presión y el lugar en donde esta será ubicada, la sección de materiales puede resumirse en el cuadro siguiente:

CUADRO 2.2- Selección de material para tubería

Material de la tubería	Acero	Polietileno	Cobre
Presión	Sin restricción	< 4 bar	< 4 bar
Instalación subterránea	Con revestimiento (1)	Sin revestimiento	No aplica
Instalación aérea	Con aplicación de pintura (1)	No se permite	Con aplicación de pintura (1)
Costo de instalación	Alto	Medio	Bajo
Costo de mantenimiento	Medio	Bajo	Bajo

El revestimiento y aplicación de pintura debe ser tal que permita está protegida contar agentes corrosivos. En caso de revestimiento con polietileno deberá ser conforme a la norma DIN 30670 o equivalente.

2.4.4.2 CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO

El dimensionamiento de la tubería de gas natural seco depende de los siguientes factores:

- Máxima cantidad de gas natural seco requerido por los equipos de consumo.
- Demanda proyectada futura, incluyendo el factor de simultaneidad.
- Caída de presión permitida entre el punto de suministro y los equipos de consumo.
- Longitud de la tubería y cantidad de accesorios.
- Gravedad específica y poder calorífico del gas natural seco.
- Velocidad permisible del gas.

El tramo de tubería comprendida entre la válvula de bloqueo de servicio del Distribuidor de gas y la entrada a los reguladores de la Estación de Regulación de Presión y Medición Primaria, se calculará con una caída de presión máxima no superior al 10% de la presión mínima de suministro. Los tramos de la red interna comprendidos entre dos etapas de regulación se calcularán con una caída máxima del 50% de la presión regulada al comienzo de esos tramos. El cálculo de estos tramos deberá garantizar las condiciones mínimas de presión y caudal requerido por los equipos de consumo ubicados aguas abajo.

En todos los puntos de la instalación la velocidad de circulación del gas deberá ser siempre inferior a 40 m/s, para evitar vibraciones y ruidos excesivos en el sistema de tuberías.

El espesor mínimo de la paredes de las tuberías de acero roscadas; o soldadas de diámetro < 2", debe ser conforme a la cédula 40. En el cuadro 2.3 se detalla el espesor mínimo de la tubería:

CUADRO 2.3 - Espesor mínimo de tubería de acero

Diámetro Nominal		Espesor mínimo de la pared (mm)
mm	Pulgadas	
10.3	1/8	1.7
13.7	¼	2.2
17.1	3/8	2.3
21.3	½	2.8
26.7	¾	2.9
33.4	1	3.4
42.2	5/4	3.6
48.3	1 ½	3.7
60.3	2	3.9

Ref. ANSI/ASME B36.10

El espesor mínimo de la pared de las tuberías de polietileno se indica en el cuadro 2.4:

CUADRO 2.4: Espesor mínimo de las tuberías de polietileno

Tamaño nominal (mm)	Espesor de la pared (mm)
32	2.3
40	2.3
63	5.8
110	6.3
160	9.1
200	11.4
250	14.2

Ref: Especificación técnica, EN 1555

El espesor mínimo de la pared de las tuberías de cobre deberá ser de 1 mm como se indica en el cuadro 2.5:

CUADRO 2.5- Espesor mínimo de las tuberías de cobre

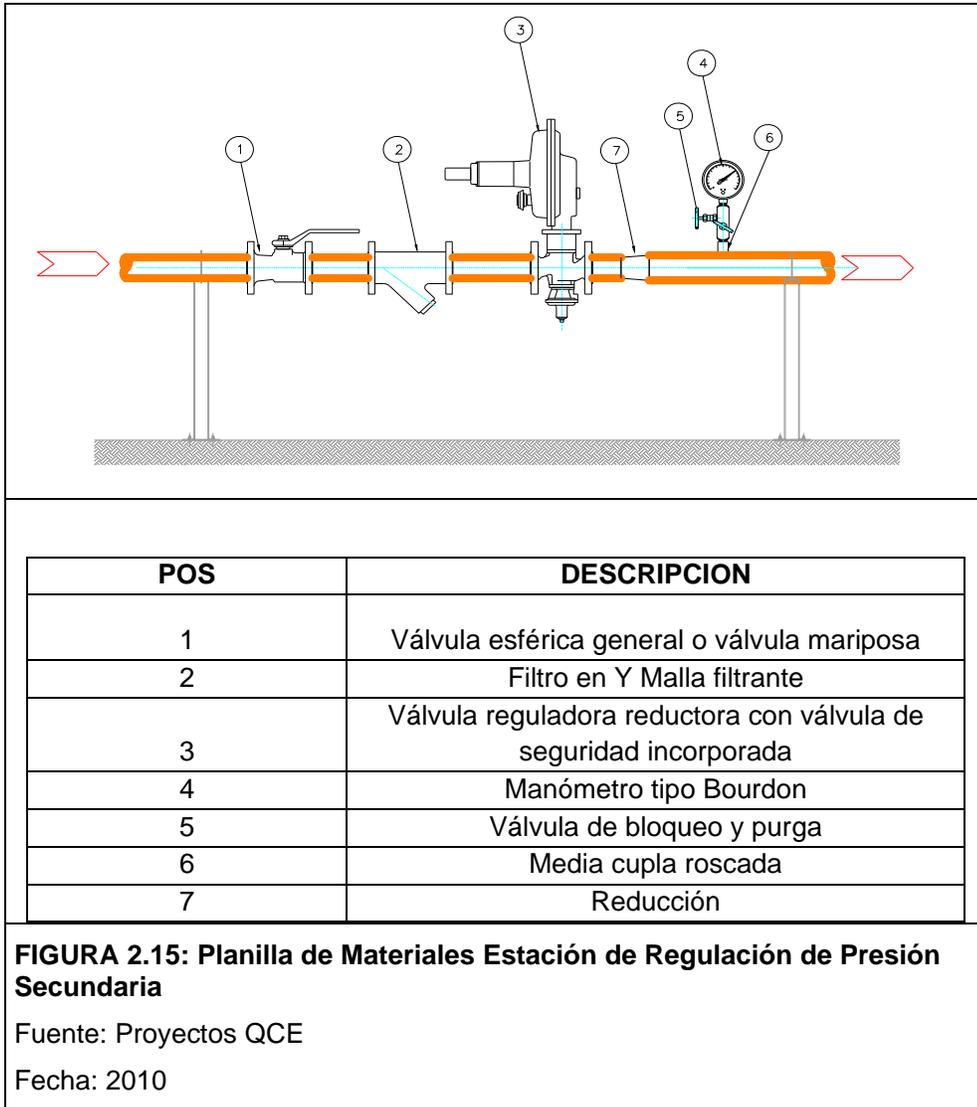
Diámetro externo		Espesor de pared	
Pulgadas	Milímetro	Pulgada	Milímetro
5/8	15.9	0.04	1.02
¾	19.1	0.042	1.07
7/8	22.3	0.045	1.014
1 1/8	29	0.050	1.27

Ref: ASTM B 837

2.4.5 ESTACION DE REGULACION DE PRESION SECUNDARIA

Se denomina Estación de Regulación de presión secundaria al conjunto de elementos (válvulas, manómetros y regulador de presión) que tienen por misión regular y mantener la presión de gas dentro de los límites requeridos para un buen funcionamiento del quemador .

Posee los siguientes elementos de acuerdo a la figura 2.15:



El diseño de la estación de regulación secundaria debe permitir el paso del gas a condiciones óptimas de operación del quemador, el sistema de seguridad está vinculado al sistema monitoreo de llama. Los elementos principales son los siguientes:

- Válvula de aislamiento
- Manómetro
- Filtro
- Regulador de presión
- Válvula de venteo

2.4.6 TREN DE VALVULAS PARA GAS

Los trenes de válvulas son sistemas de seguridad configuradas por el especialista de combustión para los quemadores que operan con gas combustible

La amplia gama de elementos como reguladores, válvulas de seguridad, suiches, filtros, válvulas de control y los elementos asociados son configuradas bajo un esquema único que permite cumplir con la capacidad del quemador y las más estrictas normas de seguridad que rigen los sistemas de combustión. Entre estas se encuentran las normas NFPA e IRI. En la figura 2.16 se muestra el esquema del tren de válvulas de acuerdo a la NFPA y en la figura 2.17 el esquema de tren de válvulas para quemador Saacke modelo PAGM 35 D3 Tipo IRI.

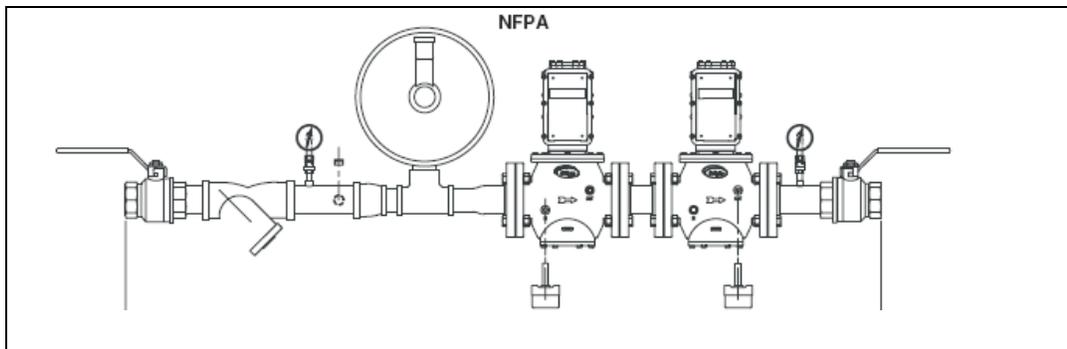
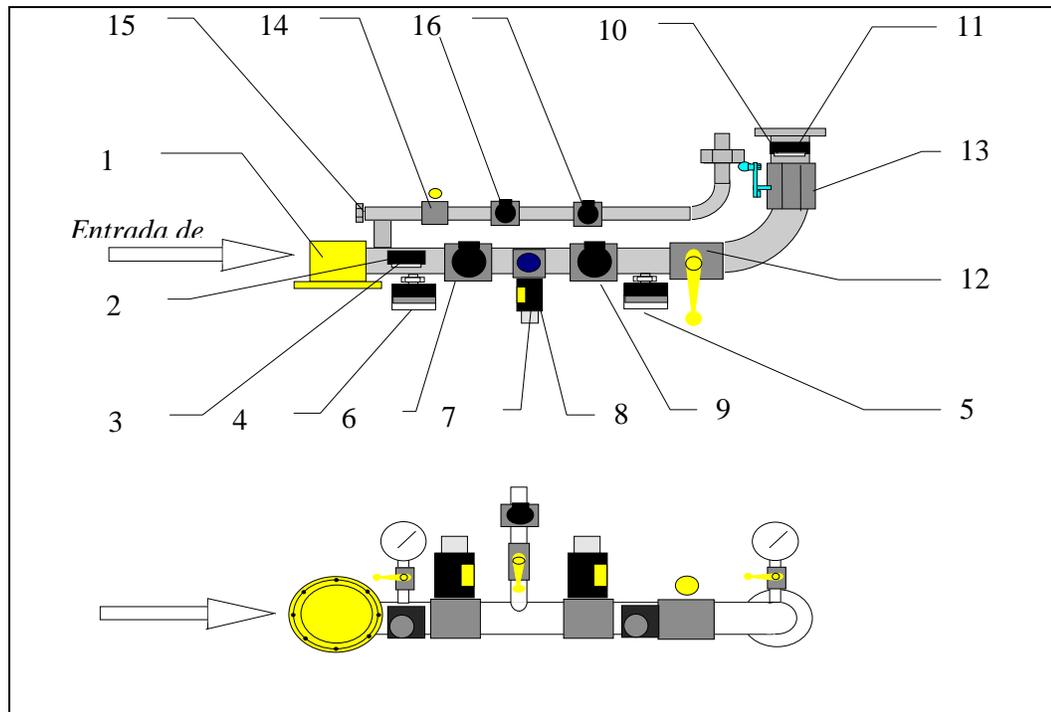


FIGURA 2.16: Esquema de tren de válvulas tipo NFPA

Fuente: TERMALTEC

Fecha: Junio 2009



REFERENCIA DEL ESQUEMA DE TREN DE VÁLVULAS TIPOHJ 65/65

POS :

DENOMINACION	DIAMETRO	MODELO	FABRICANTE
1 Filtro de gas:	2½"	G3	SCHMITZ APELT
2 Válvula Esférica	1/4 "		RB
3 Manómetro	1/4 "		NUOVA FIMA
4 Presostato de Baja	1/4 "	C 6058	HONEYWELL o DUNGS
5 Presostato de Alta	1/4 "	C 6058	HONEYWELL o DUNGS
6 Electroválvula de bloqueo Nø 1 :	2½"		KROMSCHRODER o DUNGS
7 Electroválvula de Venteo.	1"	VE4025	HONEYWELL
8 Válvula Esférica	1"		RB
9 Electroválvula de bloqueo Nø 2 :	2½"		KROMSCHRODER o DUNGS
10 Manómetro	1/4 "		NUOVA FIMA
11 Válvula Esférica	1/4 "		RB
12 Válvula Esférica Bridada:	2½"		VALMEC
13 Válvula Mariposa:	2"		SAACKE
14 Válvula Esférica	1/2 "		RB
15 Válvula de Restricción	1/2 "		SAACKE
16 Electroválvula de Bloqueo Piloto	1/2 "	1330 LA04	JEFFERSON

FIGURA 2.17: Esquema de tren de válvulas para quemador Saacke modelo PAGM 35 D3 Tipo IRI

Fuente: Especificaciones Técnicas Power Flame Fecha: 2010

2.4.7 SISTEMA DE COMBUSTION

Un quemador (Figura 2.18) mezcla combustible y aire inyectándolo en la cámara de combustión. Dependiendo del fabricante del quemador, y combustible, estos requieren diferentes cantidades de exceso de aire y tienen diferentes puntos óptimos de operación.

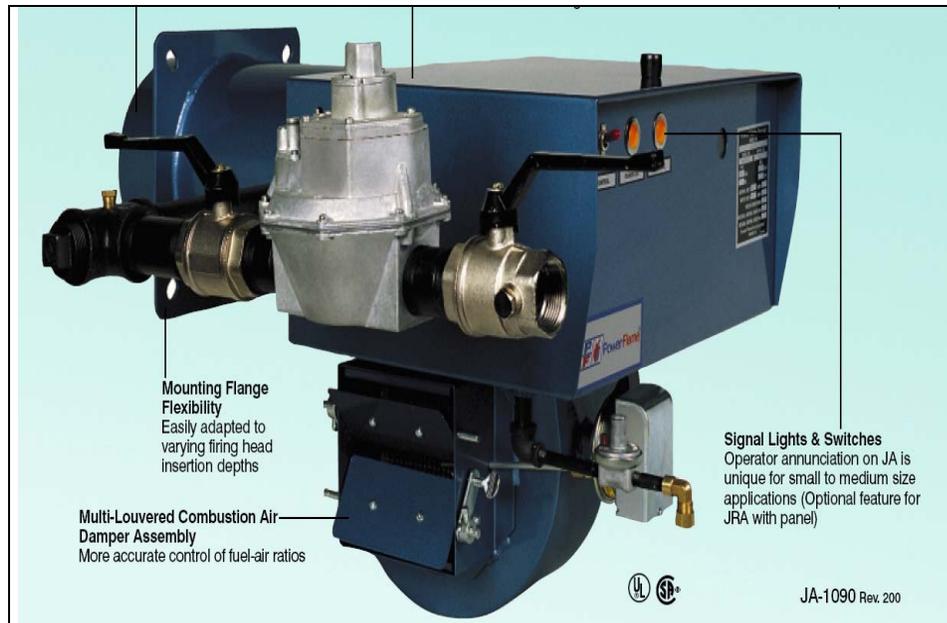


FIGURA 2.18: Quemador tipo Power Flame Tipo JA

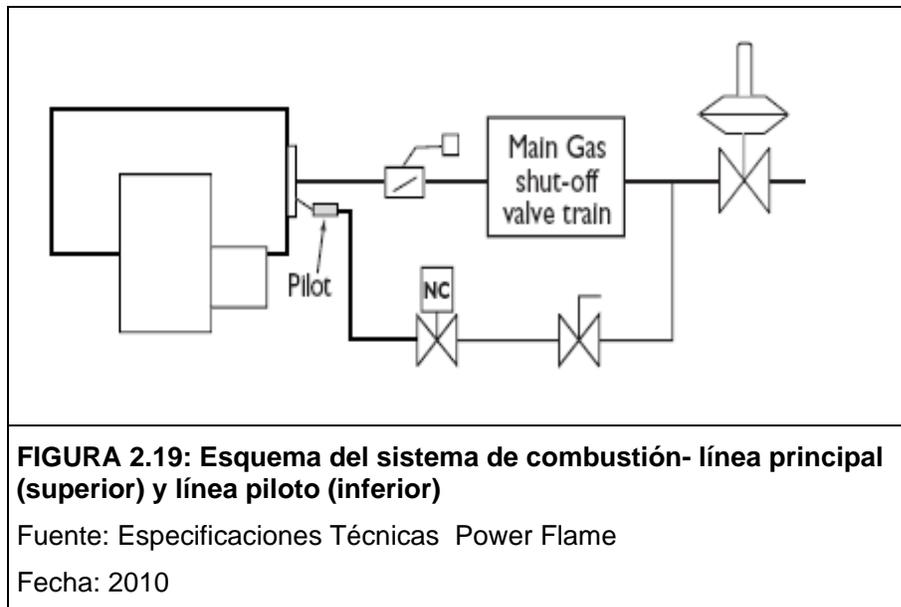
Fuente: Especificaciones Técnicas Power Flame Fecha: 2010

CLASIFICACION:

Según su operación:	- ON-OFF: una sola etapa de fuego
	- 2 Etapas progresivas: Alto y bajo fuego con servomotor
	- Modulante: llama variable en función de la demanda
Según la presión de gas:	- Baja presión: generalmente 280 mmca
	- Alta presión: generalmente 800 mmca
Según el combustible:	- Gas natural
	- Gas-oíl
	- Dual
	- Combustible líquido pesado (fuel-oíl)

El sistema de combustión está vinculado al tren de regulación o tren principal de gas que a su vez deriva en una línea piloto cuya función es provocar el encendido de llama (Figura 2.19) Este tren piloto está compuesto principalmente por los elementos siguientes:

- Piloto de ignición con válvula de seguridad.
- Válvula de bola
- Regulador de presión
- Manómetro



La figura anterior es un diseño del tren principal de gas y línea piloto para un quemador Power Flame con capacidad máxima de 12.5 MMBTU.

Este diseño resume las características del sistema de combustión a gas, la línea inferior es el tren principal de gas donde se encuentran los dispositivos de regulación y seguridad para el ingreso de gas natural al equipo. La línea superior es la línea piloto constituido por elementos de regulación y seguridad para el encendido del quemador.

2.5 MARCO LEGAL

Se cuenta la siguiente normativa en la construcción y mantenimiento de instalaciones de gas natural:

Norma técnica peruana NTP 111.011: gas natural seco. Sistema de tuberías para instalaciones internas residenciales y comerciales.

NTP (Norma Técnica Peruana) 111.010 "GAS NATURAL SECO. Sistema de tuberías para instalaciones internas industriales".

NTP 399.012:1974 colores de identificación de tuberías para transporte de fluidos en estado gaseoso o líquidos en instalaciones.

DS-015-2006-EM "Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos"

DS- 042-99-EM "Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos"

DS- 014-2008-EM "Modificación del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos"

ASME B31.8 "Gas Transmission and Distribution Piping Systems"

API 1104 "Welding of Pipelines and Related Facilities"

ASME B 31.3 "Tuberías de Refinerías y Plantas Químicas".

ASME SECCION IX. "Soldadura, desarrollo y calificación de procedimientos y soldadores.

Reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos DS N° 042-99-EM (última revisión).

Norma Técnica de apoyo: NFPA "National Fire Protection Association" (en particular NFPA 54 "National Fuel Gas Code").

CEN UNE 746 – ½ "Equipos de Tratamiento Térmico Industrial – Requisitos comunes de seguridad para equipos de tratamiento térmico industrial y Requisitos de seguridad para la seguridad y los sistemas de manutención de combustibles".

ASTM A 53-98 Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated Welded and Seamless.

ANSI/ASME B1.20.1-1983 (R1992) Screw Threads - Pipe Threads, General Purpose (inch).

API 5L Line Pipe.

API 6D Pipeline valves

CAPITULO III: PROCESOS EN LAS AREAS DE TINTORERIA Y ACABADO DE TELA

En esta Tesis sólo se desarrollaran el área de Tintorería y Acabado que es donde se consumen la mayor cantidad de vapor y es donde interviene el aceite térmico.

3.1 TINTORERÍA

Es el área donde se encarga del teñido de las prendas o telas tiene la particularidad de que los equipos a utilizar sean del tipo turbo star (a presión atmosférica) o barca jet (Cerrado Completamente vacío) para el teñido de las fibras.

El teñido de fibras sintéticas se realiza a mayores de 120 °C mientras la de algodón varía entre 60-100°C dependiendo de las características químicas del colorante , en el caso de colorantes sulfurados el teñido es a 90°C, mientras la de colorantes directos de fósforo y plomo son de 70°C como máximo. Como ejemplo se muestra un teñido sulfurado en la figura 3.1.

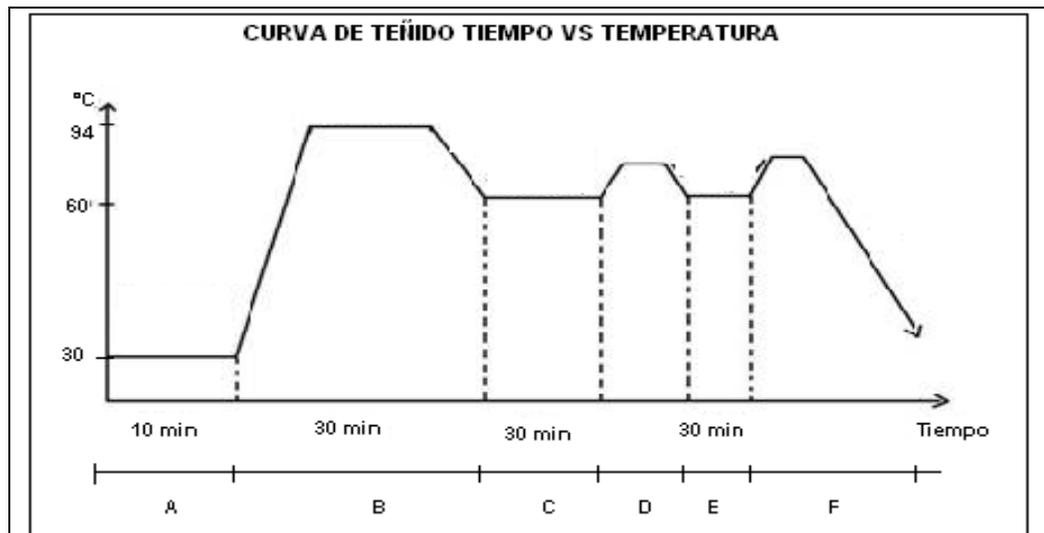


FIGURA 3.1: Curva teñido vs temperatura

Fuente: Curvas de Teñido "Diseño y color"

Se tiene la siguiente curva con sus respectivas áreas:

- A. Ingreso de aditivos, sal textil, humectantes, colorante durante 20 minutos.
- B. Aumento de la temperatura por intercambio de calor por convección gracias al vapor que se inyecta a la máquina de teñido, y se mantiene la temperatura aproximadamente 94°C y así evitar degrades en el teñido.
- C. Disminución de la temperatura e ingreso de fijadores químicos.
- D. Jabonado de la tela, para mayor adhesión del colorante evitando la hidrofiliabilidad.
- E. Disminución de temperatura para sacar muestra de teñido.
- F. Aumento de la temperatura de teñido para fijar los colorantes que están dentro del baño de teñido. Posteriormente se realiza el enjuague ácido y lavado evitando restos de elementos contaminantes que pueden afectar la piel de las personas.

Lista de máquinas que intervienen en la Tintorería:

- Teñidora Turbo Star
- Teñidora Barka Jet

3.2 ACABADO DE TELA

Como actividades más importantes encontramos al secado, planchado y suavizado de la tela textil. Los equipos que cuenta la planta son secador de lecho fluidizado y la planchadora compactadora que utilizan aceite térmico.

En este caso se utilizan aceite térmico para la calandra y secadora de lecho fluidizado pero estos dos equipos pueden ser reemplazados por la rama tensora debido que cumplen múltiples funciones como suavizado de tela, plegado, compactado, secado etc.

Lista de máquinas que intervienen en el área de acabado:

- Secador Rotativo
- Compactadora
- Secador de Lecho Fluidizado
- Calandra

En las siguientes figuras 3.2 y 3.3 se muestran los diagramas de procesos antes y después de la instalación de gas natural y del ingreso de la rama tensora que reemplazara a la secadora de lecho fluidizado, la calandra y la planchadora.

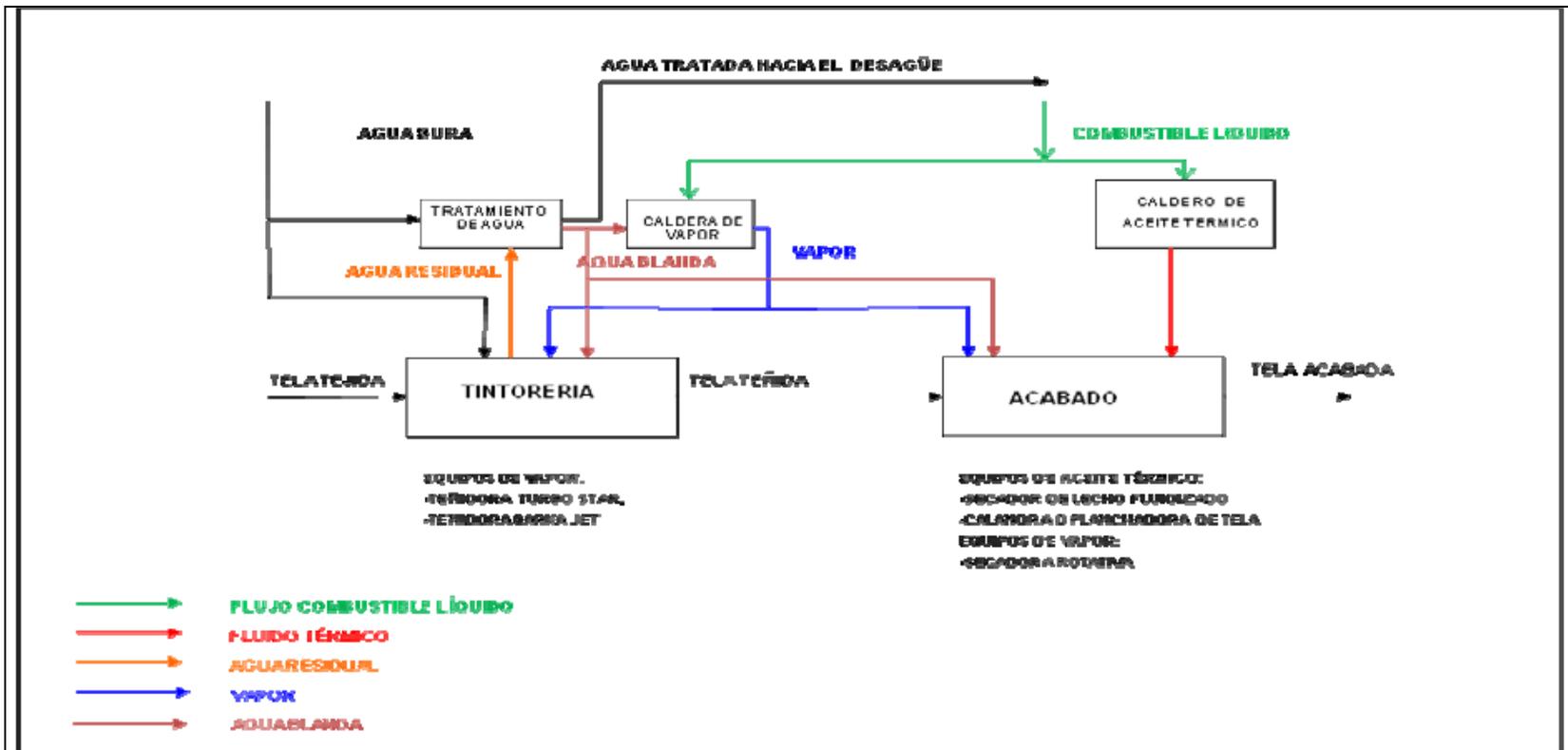


FIGURA 3.2: Diagrama de Procesos de las unidades de Tintorería y Acabado de una Planta Textil con el Sistema de Suministro de Combustibles Líquidos

Fuente: Diseño y Color / Elaboración Propia / 2010

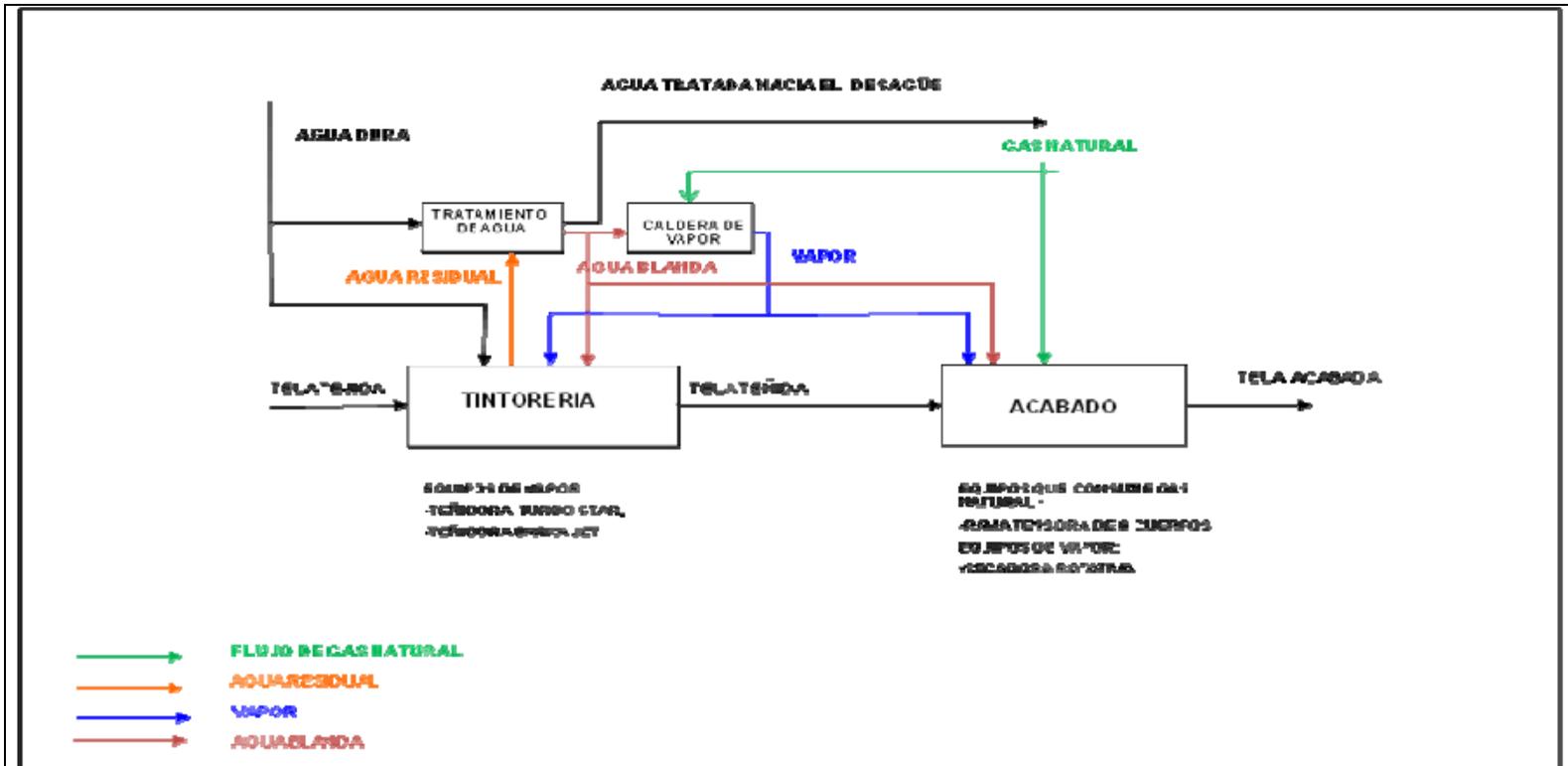


FIGURA 3.3: Diagrama de Procesos de las unidades de Tintorería y Acabado de una Planta Textil con el ingreso de Gas Natural como nuevo combustible y de la Rama Tensora en la unidad de Acabado

Fuente: Diseño y Color / Elaboración Propia / 2010

CAPITULO IV: CÁLCULO Y DETERMINACION DEL CONSUMO DE ENERGIA

En el siguiente cálculo se determina el consumo de horas diarias del vapor, consumo de combustible líquido en calderas de vapor y de aceite térmico. Asimismo se hace la comparación cuando se sustituye los combustibles líquidos en las calderas de vapor y se deje de usar la Calandra para ser sustituido por la Rama Tensora.

En el cuadro 4.1 se presentan las máquinas de tintorería y Acabado que requieren vapor o aceite térmico para su funcionamiento para lograrlo se necesita la cantidad de energía establecida en el cuadro 4.2

En las unidades de Tintorería y Acabado operan las siguientes maquinas como se detalla en la figura 4.1:

Cuadro 4.1: Maquinas en las unidades de Tintorería y Acabado

UNIDAD	Tipo de Maquina	Suministro
Tintorería	Barca Jet 600	Vapor
Tintorería	Barca Jet 800	Vapor
Tintorería	Turbo Star 400	Vapor
Tintorería	Turbo Star 200	Vapor
Acabado	Planchadora de Tela	Vapor
Acabado	Secadora (Prendas)	Vapor
Acabado	Secador de tela de Lecho Fluidizado	Aceite Térmico
Acabado	Calandra para el planchado y secado de Tela	Aceite Térmico

Fuente: Diseño y Color /2010

4.1.- EQUIPOS QUE CONSUMEN VAPOR:

Los equipos que requieren vapor para su operación, dependen a su vez del generador de vapor denominado caldero el cual consume combustible líquido o combustibles gaseoso como se detalla en la figura 4.2. En el desarrollo de estos cuadros se observa la cantidad de energía requerida y su equivalencia en el consumo de combustible.

CUADRO 4.2: Requerimiento de vapor en las unidades de Tintorería y Acabado

Unidad	Tipo de Maquina	Cantidad	Caballos caldera (BHP)	BHP total	Energía MMBtu/h	Horas por día
Tintorería	Barca Jet 600	1	59.25	59.25	1.98	12
Tintorería	Barca Jet 800	1	79	79	2.64	12
Tintorería	Turbo Star 400	1	39.50	39.5	1.98	9
Tintorería	Turbo Star 200	1	19.75	19.75	0.66	9
Acabado	Planchadora 20 kg/min	2	15.21	30.41	1.02	16
Acabado	Secadora	6	17.92	107.52	3.6	18
TOTAL				335.43		

Fuente: Diseño y Color /2010

Tiempo Promedio 13.6 horas, Cantidad de Energía total 13.6 MMBtu/h

Nota: Conversión de Unidades

1BHP: 33475Btu/h: 15.68 kgvapor/h

Nota: En el cuadro 4.2 se muestra que la potencia requerida es 335.43 BHP, por seguridad de diseño se considera a la potencia requerida de 350 BHP y se distribuye conforme se muestra en el cuadro 4.3, el consumo de combustible liquido para la generación de vapor se detalla en el cuadro 4.4, el consumo de gas natural en referencia al combustible utilizado en la figura 4.5

CUADRO 4.3: Potencia Requerida para la selección del caldero

Total BHP	Equipo						Operación		
	Tipo	Marca	Potencia Nominal	Unidad	Cantidad	Combustible Liquido Utilizado	Horas X día	Días x mes	Horas x mes
350	Caldero	Cleaver Brooks	200	BHP	1	Petróleo Industrial 500	13.6	24	326.4
	Caldero	Cleaver Brooks	150	BHP	1	Diesel 2	13.6	24	326.4

Elaboración: Propia / Fecha: 2011

Cuadro 4.4: Consumo de combustibles líquidos para la Generación de Vapor

Total BHP	Potencia Nominal	Unidad	Combustible Liquido Utilizado	PCS MMBTU/gal	Eficiencia	gal/h máx.	gal/mes
350	200	BHP	Petróleo Industrial 500	0.1516	80%	55.2	18,018.21
	150	BHP	Diesel 2	0.1395	85%	42.35	13,821.94

Elaboración: Propia / Fecha: 2011

CUADRO 4.5: Consumo de gas natural para la Generación de Vapor

Total BHP	Potencia Nominal	Unidad	Combustible Liquido Utilizado	PCS MMBTU/gal	Eficiencia	M3/h máx.	M3/mes
350	200	BHP	Petróleo Industrial 500	0.1516	95%	210.18	68,603.07
	150	BHP	Diesel 2	0.1395	95%	157.64	51,452.31

Elaboración: Propia / Fecha: 2011

4.2.- EQUIPOS QUE UTILIZAN ACEITE TÉRMICO

Los equipos que utilizan aceite térmico en la unidad de acabado son los siguientes:

- Secador de lecho fluidizado
- Calandra

Cada uno de ellos tiene una línea independiente de caldera de aceite térmico y el requerimiento para el funcionamiento se detalla en la figura 4.6:

CUADRO 4.6: Requerimiento de energía para funcionamiento de Caldero de Aceite

Caldero de Fluido Térmico	Equipo	Temperatura Max Trabajo (°C)	MMBTU/h	Horas x día	Días x mes	Horas x mes
Piro bloc	Secador de Lecho Fluidizado	250	7.62	20	24	480
	Calandra	200	2.38	20	24	480

Elaboración: Propia / Fecha: 2011

El requerimiento energético total del caldero de aceite es de 10 MMBTU/h

CUADRO 4.7: Consumo de combustible líquido para Caldero de Aceite

MMBTU/h	Combustibles Líquidos	Poder Calorífico Superior MMBTU/gal	Eficiencia	Gal/h máx.	Gal/mes
10	Petróleo Industrial 500	0.1516	80%	82.45	39,577.00

Elaboración: Propia / Fecha: 2011

CUADRO 4.8: Consumo de gas natural para Caldero de Aceite

MMBTU/h	Combustible	Poder Calorífico Superior MMBTU/m ³	Eficiencia	M ³ /h máx.	M ³ /mes
10	Gas Natural	0.03353	95%	313.94	150,689.88

Elaboración: Propia / Fecha: 2010

4.3.- INGRESO DE LA RAMA TENSORA

De acuerdo a la figura 3.3 “Diagrama de Procesos de las unidades de Tintorería y Acabado de una Planta Textil con el ingreso de Gas Natural como nuevo combustible y de la Rama Tensora en la unidad de Acabado” se muestra que el ingreso de la Rama Tensora utiliza como combustible al gas natural este reemplazara al Secador de Lecho Fluidizado y la Calandra que utilizan aceite térmico, mediante los siguientes cuadros se muestran los balances energéticos que justifican esta decisión.

CUADRO 4.9: Requerimiento de energía para funcionamiento de la Rama Tensora

Equipo						Operación		
Tipo	Marca	Potencia Nominal	Unidad	Cantidad	Combustible Líquido Utilizado	Horas x día	Días x mes	Horas x mes
Rama Tensora	Monfort	6	MMBTU/h	1	Gas Natural	20	24	480

Elaboración: Propia / Fecha: 2010

CUADRO 4.10: Consumo de gas natural para Rama Tensora

MMBTU/h	Combustible	Poder Calorífico Superior MMBTU/m ³	Eficiencia	M ³ /h máx.	M ³ /mes
6	Gas Natural	0.03353	95%	188.36	90,413.93

Fuente: Textil Integral Group / Elaboración: Propia / Fecha: 2011

Nota: De acuerdo a dato de planta la Rama Tensora que reemplaza a la calandra y el secador de lecho fluidizado es de 6 cuerpos y de 1 MMBTU/h cada cuerpo por lo que su potencia total es de 6 MMBTU/h., este equipo puede usar como combustible GLP o Gas Natural se opta por este ultimo por su bajo costo. Comparando los cuadros 4.6 “Requerimiento de Energía para el caldero de aceite” y 4.10 “Consumo de Gas Natural para la Rama tensora “se observa que existe un ahorro energético de 4 MMBtu/h que justifica la decisión de reemplazar al Secador de Lecho Fluidizado y la Calandra que utilizan aceite térmico en su operación el cual proviene de la caldera de aceite que consume R-500 como combustible.

CUADRO 4.11: Tabla Cruzada consumo por área y tipo de Combustible

Consumo/Tipo de Combustible	Diesel 2 (gal/mes)	Petróleo Industrial 500 (Gal/mes)	Gas Natural (M ³ /mes)	Consumo equivalente Gas Natural (M ³ /mes)
Consumo mensual para (gal/mes) Generación de Vapor	13,821.94	18,548.15		122,073.12
Consumo mensual para Fluido Térmico (gal/mes)		39,577.84		150,689.88
Consumo mensual para Rama Tensora (m3/mes)			90,413.93	90,413.93
Total	13,821.94	58,125.99	90,413.93	

Elaboración: Propia / Fecha: 2011

4.4.- COMPARACION DE LOS SISTEMAS ENERGETICOS

De acuerdo a los cuadros 4.2 “Requerimiento de vapor en las Unidades de Tintorería y Acabado”; 4.6 “Requerimiento de Energía para funcionamiento de caldero de aceite” y 4.9 “Requerimiento de Energía para funcionamiento de Rama Tensora “se ha calculado la diferencia de energética (4 MMBTU/h) de los sistemas con el ingreso del gas natural y de la “Rama Tensora”

CUADRO 4.12: Comparación Energética de acuerdo al tipo de Suministro de Combustible y el ingreso de la Rama Tensora

Tipo de Sistemas	Unidad	Capacidad Energética (MMBTU/h)	Capacidad Energética Total (MMBTU/h)
Sistema de Combustible Líquidos	Tintorería	7.26	21.88
	Acabado	14.62	
Sistema de Combustible gaseoso (GLP o Gas Natural)	Tintorería	7.26	17.88
	Acabado	10.62	

Elaboración: Propia / Fecha: 2011

CAPITULO V: INSTALACION DEL SISTEMA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN LA PLANTA TEXTIL

5.1 INFORMACIÓN GENERAL

5.1.1 Ubicación de la Planta

La planta se ubica en la Calle Luis Galvani 220 – Ate – Lima,

Posee dos estaciones climáticas bien marcadas: una invernal, entre mayo y setiembre, con temperaturas promedio de 15 °C y una alta humedad, lo que permite la ocurrencia de lloviznas ligeras o garúas; y una estival o de verano, entre diciembre y marzo, caracterizada por días soleados y temperaturas que a menudo alcanzan los 27 °C. Las lluvias son casi inexistentes, la precipitación pluvial promedio es de 10 mm/año.

5.1.2 Alcance de la Implementación

La conversión a gas natural de la planta implica lo siguiente:

- Una estación de regulación de presión y medición primaria.
- Sistema de tuberías internas.
- Estación de Regulación Secundaria.
- Sistema de combustión para Gas Natural.

5.1.3 Equipos Alimentados

Los equipos termicos se encuentran descritos en el siguiente cuadro 24:

CUADRO 5.1: Consumo máximo de la instalación

Cant.	Descripción	Nm3/h
01	Caldero Cleaver Brooks 200 BHP	210.34
02	Caldero Cleaver Brooks 150 BHP	157.84
03	Rama Tensora Monfort 6 Mmbtu/h	188.36
	Total	556.54

5.2 DESCRIPCION DE LA INSTALACION PARA SUMINISTRO DE GAS

Estas Instalaciones están conformadas por los siguientes:

- Tubería de Conexión
- Estación de Regulación y Medición Primaria
- Sistemas de Tuberías
- Estación de Regulación Secundaria
- Sistema de Combustión para gas natural

5.2.1 Tubería de Conexión

Se denomina tubería de conexión al tramo de tubería que une el terminal de la red de distribución de la compañía suministradora de gas natural con la estación de regulación del usuario. Esta tiene una longitud de 8 m y deberá calcularse para un caudal nominal de 556.54 m³/h con una presión máxima de operación de 10 bares y con una Presión de diseño de 5-19 bares. La tubería será de acero y se ingresará enterrada y luego elevada hasta la ERM.

5.2.2 Estación de Regulación y Medición Primaria

La Estación de Regulación y Medición Primaria (ERM) tiene la finalidad de filtrar, reducir la presión el gas natural proveniente de la red de distribución de gas natural mediante el uso de filtro de papel plisado de acuerdo a la especificación de CALIDDA, y adicionalmente de medir el caudal de gas natural que viaja a través del medidor fiscal rotatorio o turbina.

Para el dimensionamiento de la ERM se ha considerado que esta deberá estar diseñada para suministrar simultáneamente de gas natural a los equipos térmicos

Cuadro 5.2: Características de la Estación de Regulación de Presión y Medición Primaria.

Presión de diseño	19 BAR
Presión mínima de entrada	5 BAR
Presión regulada	2 BAR
Caudal	556.54 m ³ /h
Proceso de soldadura	ASME IX
Terminación superficie arenado	METAL CASI BLANCO
Protección anticorrosiva	PINTURA EPÓXICA

Se trabajara con una ERM de dos ramas que cumple con el siguiente figura 5.1 Diagrama Unifilar y el plano mecánico Vertical se muestra en la figura 5.2

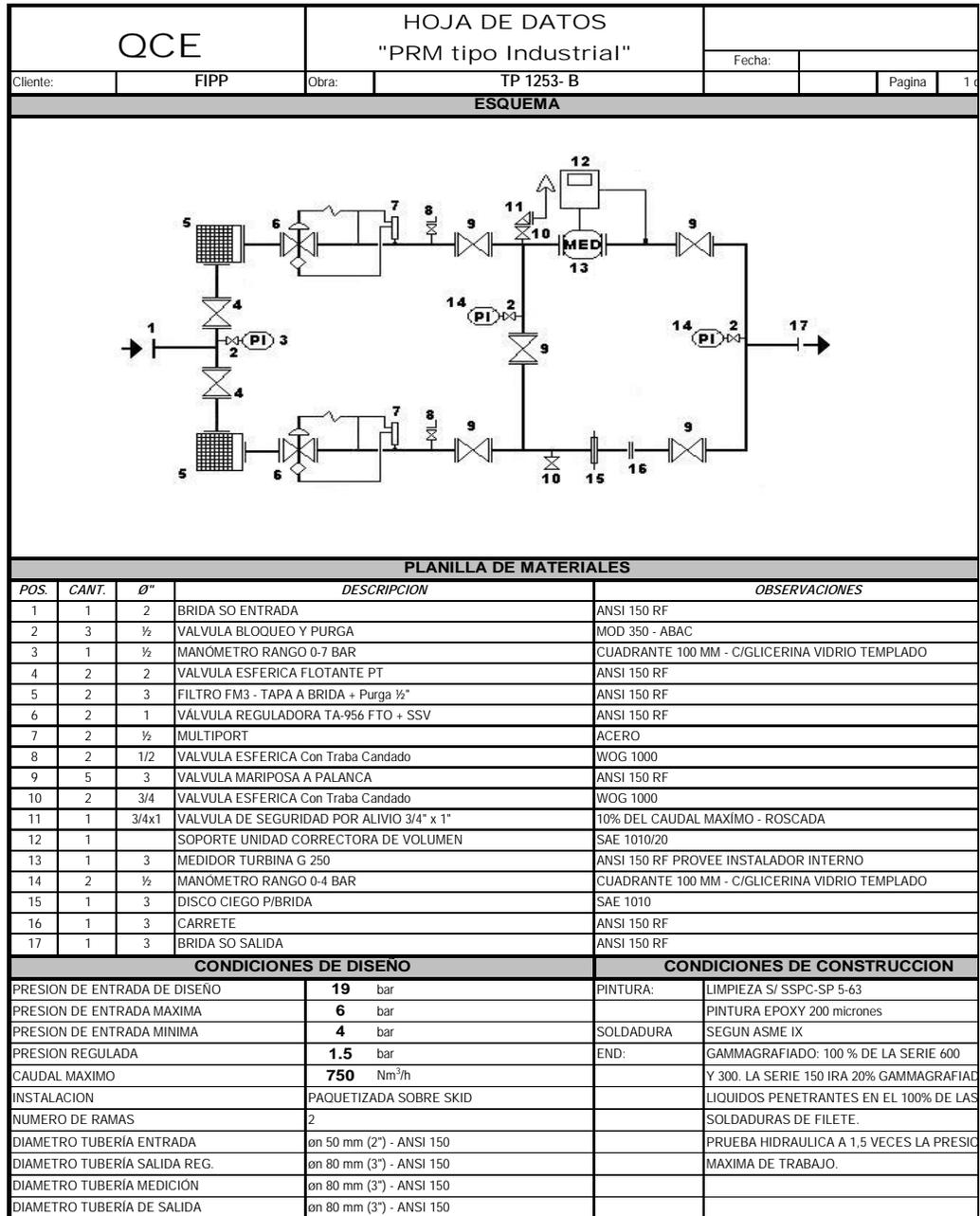


FIGURA 5.1: Diagrama Unifilar

ERM / Fuente: Proyectos QCE / Fecha: 2011

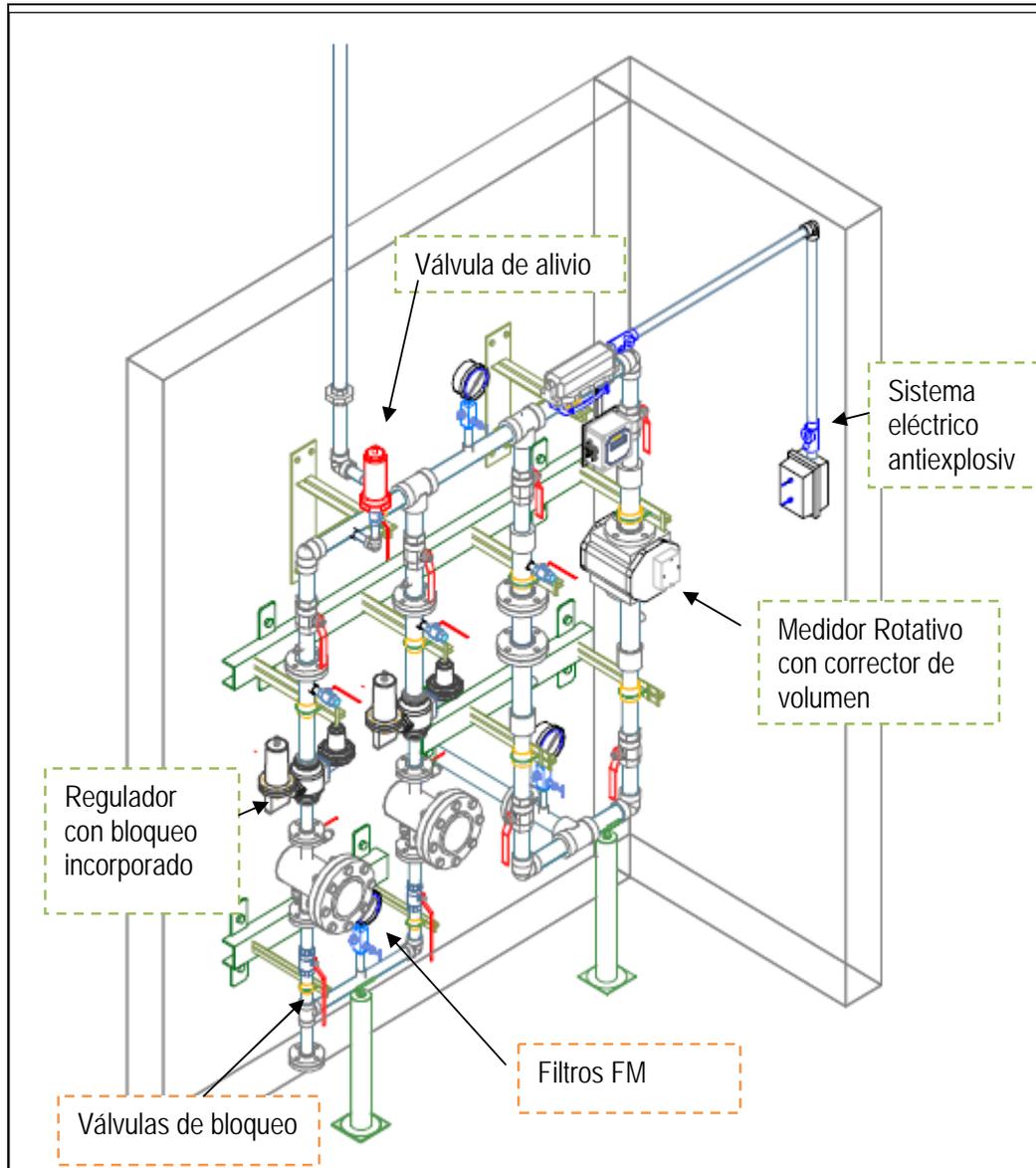


FIGURA 5.2: El plano mecánico Vertical se muestra en el siguiente gráfico

Fuente: Proyectos QCE / 2011

5.2.3 Sistema de Tuberías

La línea principal partirá de la estación de regulación con una presión de 2 bar y 2 1/2" de diámetro a un nivel de + 1.50. Luego ascenderá al nivel +6.00 y recorrer por pared una longitud de 8.2 m. Seguidamente la tubería ingresará al área de calderos mediante una "T" de derivación mediante una tubería de 1 1/2" alimentara las subestaciones de regulación de ambos calderos.

El otro extremo de la "T" de derivación se dirige la estación de regulación secundaria de la rama tensora

Toda la línea y conexiones serán de acero SCH 40 de acuerdo a especificaciones .

El tipo de unión será por soldadura SMAW conforme al código ASME Sección IX y uniones con brida tipo Welding Neck y empaquetura espirometálica.. La salida de la Estación de Regulación y Medición Primaria y entrada de las Estaciones de Regulación Secundaria poseerán una junta dieléctrica.

La línea será instalada mediante soportes metálicos en todo su recorrido. La distancia máxima entre soportes será de 3 m.

Toda la tubería estará protegida contra la corrosión mediante la aplicación de pintura en el cuadro 5.3.

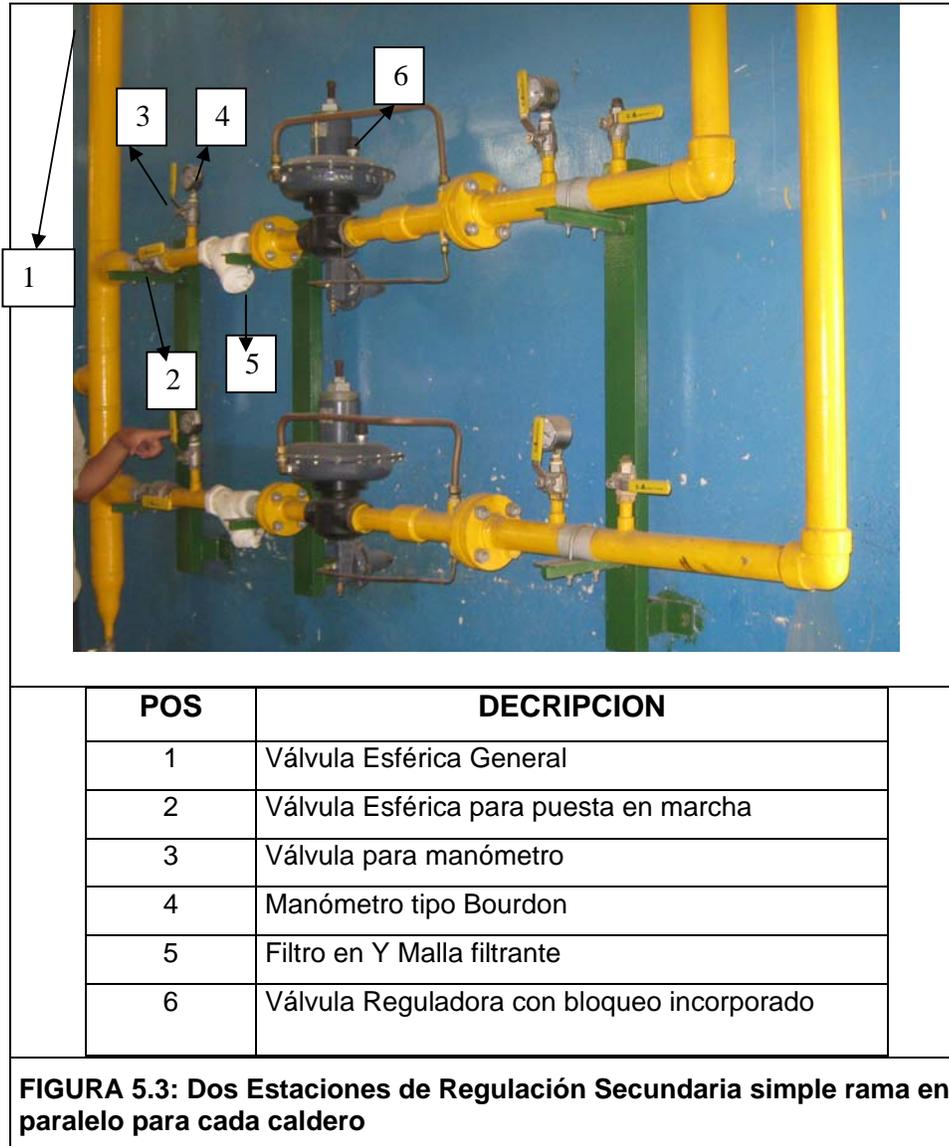
CUADRO 5.3: Especificación del Sistema de Pintado de Tuberías

ITEM	TIPO	Nro. de capas	Esp. (Mils/capa)
1	Revestimiento epóxico.	1	4
2	Mastic epóxico auto imprimante.	1	6
3	Poliuretano acrílico alifático.	1	2
	Total	3	12

Preparación de Superficie: PSC- SP 5

5.2.4 Estación de Regulación de Presión Secundaria

La Estación de Reguladora Secundaria de una rama de regulación, será ubicada en un lugar accesible y de fácil operación y su descripción se muestra en la figura 5.3:



5.2.5 Sistema de Combustión

El sistema de combustión consiste en el reemplazo del quemador existente, por un quemador dual diesel 2 / gas natural, además de la incorporación de un monitor de llama y un tren de regulación piloto vinculados a la estación de regulación secundaria tal como se muestra en la figura 5.4.

CUADRO 5.4: Implementación del sistema de control y Monitoreo de llama

Ítem	Descripción	Cant.
1	Monitor de Llama Veri-Flame 120V con modulación	1
2	Base para Monitor	1
3	Foto celda UV-Scanner 5600-91	1
4	Transformador de Ignición Allanson 120V-6000V	1

El tren de regulación piloto está constituido por los elementos mencionados en el cuadro 5.5

CUADRO 5.5: Implementación del tren de regulación piloto

Ítem	Descripción	Cant.
1	Piloto de Ignición 51,5-3,0 NMP-S	1
2	Válvula de Bola Manual de 1"NPT	2
3	Regulador de presión 143B de 1 "	1
4	Válvula shut-off para piloto MVD de 1"NPT 110V	2
5	Manómetro de Presión de 0-35 WC"	1
6	Válvula de bola 1/4" para manómetro	1



FIGURA 5.4: Tren de Válvulas

Fuente: PREMAC / 2011

5.3 DISEÑO DE LA INSTALACION

Los criterios de diseño de las instalaciones de Gas Natural han contemplado los ítem indicados a continuación:

5.3.2 Parámetros de Medición

Velocidad Máxima del Gas:

Todas las tuberías serán diseñadas para un máximo de 25 m/s para el máximo flujo y mínima presión de ingreso.

La velocidad máxima en el filtro será de 0.3 m/sec.

Son admitidas las siguientes excepciones:

- Reguladores, válvulas slam shut-off valve y medidores de acuerdo a fabricante
- Bypass del medidor, máximo 50 m/s.

Máximo nivel de ruido

El ruido para el máximo flujo será limitado a 80 dB(A) a 1 m.

Dimensionamiento de las tuberías

La instalación está dimensionada para conducir el caudal requerido por los equipos de consumo en el momento de máxima demanda.

El diseño incluye la ubicación y trazado del sistema de tuberías de la instalación con todos los accesorios.

Los elementos de la instalación después de los reguladores han sido seleccionados considerando la presión máxima a la que estarán sometidos teniendo en cuenta el valor de las sobrepresiones posibles.

Las dimensiones de las tuberías están en función de los siguientes valores:

- a) Máxima cantidad de gas natural seco requerido por los equipos de consumo: 556.54 m³ /h del cuadro 5.1
- b) Caída de presión permitida entre el punto de suministro y los equipos de consumo:
50% de la presión regulada al comienzo de cada tramo analizado.
- c) Velocidad permisible del gas.
Menor a 40 m/s, de acuerdo al 014:2008: EM “Modificación del Reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos”
- d) Se tendrá en consideración en el trazado de la ruta de tubería las distancias de seguridad indicadas en la norma NTP 111.010 “GAS NATURAL SECO. Sistema de tuberías para instalaciones internas industriales” según el cuadro 5.6.

CUADRO 5.6: Distancias de seguridad

Tubería de otros servicios	Curso paralelo (cm)	Cruce (cm)
Conducción de agua caliente	3	1
Conducción eléctrica	3	1
Conducción de vapor	5	5
Chimeneas	5	5

- e) Para el dimensionamiento de las tuberías se utilizarán las siguientes formulas:

La fórmula de Renouard simplificada para presiones en el rango de 0 KPa a 400 KPa (0 bar a 4 bar); válida para $Q/D < 150$

$$P_A^2 - P_B^2 = 48600 \cdot S \cdot L \cdot \frac{Q^{1.82}}{D^{4.82}}$$

Donde:

P_A Y P_B	Presión absoluta en ambos extremos del tramo, en Kg/cm ²
S	Densidad relativa del gas
L	Longitud del tramo en Km, incluyendo la longitud equivalente de los accesorios que la componen.
Q	Caudal en m ³ /hr a condiciones normales
D	Diámetro en mm

Para el cálculo de la velocidad de circulación del fluido se utilizará la siguiente fórmula:

$$V = \frac{365.35 \cdot Q}{D^2 \cdot P}$$

Donde:

Q	Caudal en m ³ /hr a condiciones normales
P	Presión de cálculo en Kg/cm ² absoluta.
D	Diámetro interior de la tubería en mm
V	Velocidad lineal en m/s

5.4 PRUEBAS DEL SISTEMA

Las pruebas a las que será sometido el sistema son las siguientes:

CALCULOS DEL DISEÑO DE LA INSTALACION INTERNA DE GAS NATURAL

Presión atmosférica: 1.01325

Densidad Relativa de Gas: 0.65

CUADRO 5.8: Tramo desde la valvular de bloqueo y la ERM

TRAMO	CAUDAL	LONGITUD	PRESIONES (bar m)		P1 - P2	VELOC.	DIAMETRO		MATERIAL	OBSERVACIONES
	m ³ /h		m	P1	P2	bar	m/seg	Nominal		
VDS - ERP	556	8	10	9.99762092	0.00237908	4.6010197	2 1/2 in	62.7	ACERO	CAIDA DE PRESION BUENA VELOCIDAD ACEPTABLE

Fuente Propia

CUADRO 5.9: Tramo de la instalación interna entre las dos etapas de regulación

PLANILLA DE CALCULO DE TUBERIAS DE GAS NATURAL									
TRAMO	CAUDAL Sm ³ /h	LONGITUD m	PRESIONES barg		P1-P2 barg	DIAMETRO mm		VELOC. m/s	UNION
		cálculo	P1	P2		cálculo	Adop.		
ERM-A	556.54	1.00	2.0000	1.9954	0.005	62.70	2 1/2"	16.83	Soldada
A-B	556.54	8.20	1.9954	1.9903	0.005	62.70	2 1/2"	16.8327865	Soldada
B-C	188.36	36.50	1.9903	1.9798	0.011	35.10	1 1/2"	5.71479669	Roscada
C-F	188.36	4.30	1.9505	1.9496	0.001	40.90	1 1/2"	18.4424568	Roscada
B-E	368.18	6.50	1.9903	1.9611	0.029	40.90	1 1/2"	26.2519013	Roscada
E-1	210.34	5.00	1.9611	1.9505	0.011	40.90	1 1/2"	15.1302392	Roscada
E-2	157.84	6.50	1.9611	1.9513	0.010	40.80	1 1/2"	11.3537936	Roscada

Fuente Propia

CAPITULO VI: DISMINUCION DE EMISIONES POR REEMPLAZO DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS CON GAS NATURAL

6.1 ANTECEDENTES

El gas natural es el combustible fósil con menor impacto medioambiental de todos los utilizados, tanto en la etapa de extracción, elaboración y transporte, como en la fase de utilización.

En la fase de utilización industrial el gas natural reemplaza a los diferentes combustibles líquidos generando una reducción en las emisiones gaseosas incluidas los gases de efecto invernadero (GEI), el cual es un fenómeno natural que ayuda a regular la temperatura de nuestro planeta, el sol calienta a la tierra y parte de este calor en lugar de escapar de nuevo al espacio, es atrapado de nuevo en la tierra por las nubes y los GEI siendo los más significativo el dióxido de carbono, óxidos de nitrógeno de acuerdo a las emisiones como producto de la utilización de combustibles líquidos.

Al respecto, en 1979 se tuvo lugar la primera “Conferencia Mundial sobre el Clima” y los científicos participantes emitieron una declaración instando a los gobiernos del mundo “a prever y prevenir los posibles cambios ocasionados por el hombre al clima, que puedan ser adversos al bienestar de la humanidad”. Tras una serie de conferencias intergubernamentales sobre el tema del cambio climático, en 1988 el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Organización Meteorológica Mundial (WMO) establecieron el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (PICC). Desde entonces, el PICC ha estado a cargo de estudiar la problemática del cambio climático y producir evaluaciones expertas sobre la situación actual y los conocimientos existentes sobre el cambio climático.

6.2 EMISIONES POR USO DE COMBUSTIBLES EN UNA PLANTA INDUSTRIAL

Los escapes tóxicos provenientes de los hornos, calderas en una planta textil pueden ser calculados mediante los índices de emisión que a continuación se detallan en la figura 6.1:

CUADRO 6.1: Índice de emisiones toxicas provenientes de la combustión de los Combustibles Fósiles

Combustible	Factor de Emision Kg CO2/TJ	Factor de Emision Kg SO2/TJ	Factor de Emision Kg MP/TJ
Residual 500	76,593	692.59	50.69
Diesel 2	73326	150.74	6.85
Gas Natural	55820	0.27	3.38

Combustible	Factor de Emision Kg CO2/Mmbtu	Factor de Emision Kg SO2/Mmbtu	Factor de Emision Kg MP/Mmbtu
Residual 500	80.805615	0.73068245	0.05347795
Diesel 2	77.35893	0.1590307	0.00722675
Gas Natural	58.8901	0.00028485	0.0035659

Fuente IPCC, EPA, datos de planta / Elaboración Propia / 2010

Con el uso del gas natural disminuirán significativamente los contaminantes en la planta y reducirían aún más los riesgos a la salud bajo los nuevos estándares sobre emisiones propuestos por IPCC y EPA la cual se detallan para el caso de combustible líquidos en el cuadro 6.2 y para gas natural en el cuadro 6.3.

CUADRO 6.2: Generación de emisiones de la planta textil utilizando Combustibles Líquidos

Proceso	Combustibles Líquidos	Potencia BHP	Potencia Nominal MMBTU/h	KgCO2/h	Kg SO2/h	kg MP/h
Generacion de Vapor	R-500	200	6,70	540,99	4,89	0,358
	D-2	150	5,02	388,44	0,80	0,036
Fluido Termico	R-500		10	588,90	0,0028	0,036

Fuente IPCC, EPA, datos de planta / Elaboración Propia / 2010

CUADRO 6.3: Generación de emisiones de la planta textil utilizando Gas Natural

Proceso	Combustible Gas natural	Potencia BHP	Potencia Nominal MMBTU/h	KgCO2/h	Kg SO2/h	kg MP/h
Generacion de Vapor	Gn	200	6,70	394,56	0,0019	0,02
	Gn	150	5,02	295,63	0,001430	0,02
Rama Tensora	GN		6	353,34	0,00171	0,02

Fuente IPCC, EPA, datos de planta / Elaboración Propia / 2010

En el cuadro 6.4 se puede observar que existe una reducción significativa en las emisiones de dióxido de carbono (CO₂)

CUADRO 6.4: Comparación de Emisiones

	KgCO ₂ /h	Kg SO ₂ /h	kg MP/h
Combustibles Líquidos	1.518,33	5,69	0,430
Gas natural	1.043,53	0,0050	0,063
Diferencias	474,80	5,688	0,367

Fuente IPCC, EPA, datos de planta / Elaboración Propia / 2010

Mediante la figura 6.1 se observa la disminución de emisiones por cambio de combustible.

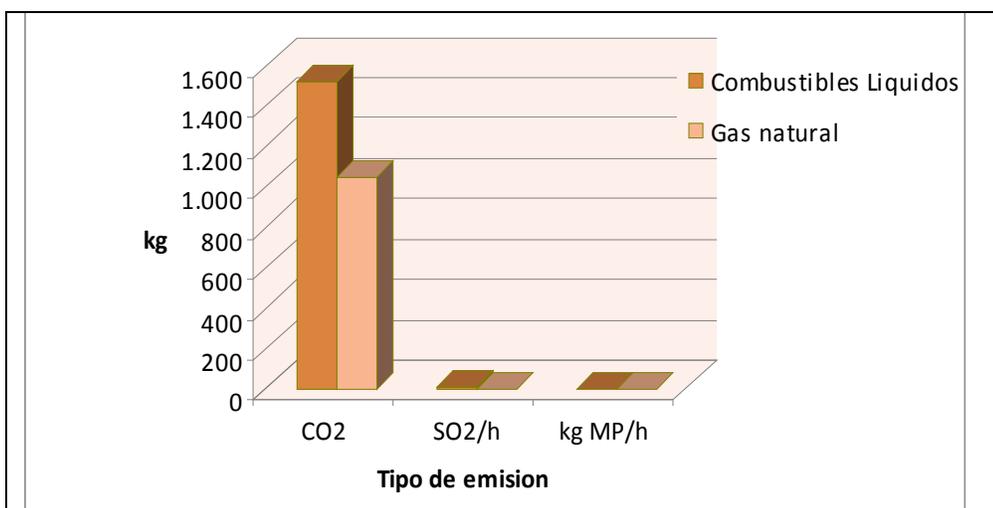


FIGURA 6.1: Gráfico de la reducción de emisiones por cambio de combustible datos de planta

Elaboración Propia / 2010

En este capítulo incluimos las especificaciones técnicas de los combustibles líquidos y gas natural tal como se detalla en el cuadro 6.5 para el Diesel 2, figura 6.6 el petróleo industrial, figura 6.7 para el caso del gas natural.

CUADRO 6.5: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DIESEL 2

ENSAYOS	ESPECIFICACIONES		MÉTODO
	MIN.	MAX.	ASTM
APARIENCIA			
Color ASTM		3	D-1500, D-6045
VOLATILIDAD			
Gravedad API	Reportar		D-1298, D-4052
Destilación, °C (a 760 mm Hg)			D-86
90 %V Recuperado	282	360	
Punto final de ebullición	Reportar		
Punto de inflamación, °C	52		D-93
FLUIDEZ			
Viscosidad cinemática a 40°C, cSt	1.7	4.1	D-445
Punto de escurrimiento, °C		4	D-97
COMBUSTIÓN			
Índice de cetano	40		D-4737
COMPOSICIÓN			
Cenizas, % masa		0.01	D-482
Residuo carbón Ramsbotton, 10% fondos, % masa		0.35	D-524, D-189
CORROSIVIDAD			
Corrosión lámina de cobre, 3h, 50°C, N°		3	D-130
Azufre total, % masa		0.5	D-4294-03
CONTAMINANTES			
Agua y sedimentos, %V		0.05	D-129, D-2622, D-4294
ESTABILIDAD A LA OXIDACIÓN			
Estabilidad a la oxidación, método acelerado, mg/100mL	Reportar		D-2274

Fuente web de Petroperú

Cuadro 6.6: Especificaciones técnicas PI N° 500

ENSAYOS	ESPECIFICACIONES		MÉTODO
	MIN.	MAX.	ASTM
VOLATILIDAD			
Gravedad específica a 15.6/15.6°C ó °API	Reportar		D-287-00, D-1298-99
Punto de inflamación, °C	65.5		D-93-02a
FLUIDEZ			
Viscosidad cinemática a 50°C, cSt	848	1060	D-445-04
Punto de escurrimiento, °C		27	D-97-04
COMPOSICIÓN			
Vanadio, ppm	Reportar		D-5708-02
Azufre total, % masa		3.5	D-4294-03
Residuo de carbón Con radson, % masa	Reportar		D-189-01, D-524-04
CONTAMINANTES			
Agua y sedimentos, % V		2	D-1796-02, D-95-99
Cenizas, % masa	Reportar		D-482-03

Fuente: Web de Petroperú

Cuadro 6.6: Especificaciones técnicas PI Nº 50

Peso Molecular	17.7
Gravedad Específica	0.61
Factor Z a: 15.6°C y 101.325 kPa	0.9971
Factor Z a: 15.6 °C y 10,000 Kpa	0.7644
Factor Z a: 15.6 °C y 150000 Kpa	0.7262
Viscosidad a: 15.6 °C y 101.325 kpa	0.0109
Calor Específico, kJ/kg-°C a: 15.6 °C y 101.325 kPa	0.9971
Poder Calorífico máx., MJ/m ³	39.93
Poder Calorífico mín., MJ/m ³	36.04
Índice Wobbe, (HHV)/(SG)0.5	46 a 56
Pto Roció para HC1.0 a 35 MPa	Temp. Max, °C - 10

Contaminantes del Gas Natural

El Gas Natural suministrado no deberá exceder los siguientes límites de contaminantes:

Azufre total	15 mg/m ³
H ₂ S	1 mg/m ³
CO ₂	2% en volumen
Inertes	4% en volumen
Totales	
Agua libre	0
Vapor de agua	65 mg/m ³
Pto Rocio	-4 °C a 550kPa
HC	

El gas natural deberá estar libre de arena, polvo, goma, aceites, glicoles y otras impurezas.

Relación de Expansión 1 litro de líquido se convierte en 600 litros de gas

Solubilidad en Agua @ 20 °C Ligeramente soluble (de 0.1 @ 1.0%) Apariencia y Color Gas incoloro.

CAPITULO VII: EVALUACION ECONOMICA

7.1 ESTIMACION DE LA INVERSION

La inversión inicial para la ejecución del proyecto está dividida fundamentalmente en dos partes esenciales. En primer lugar tenemos la inversión para la implementación de la conversión a gas natural de la planta y en segundo lugar la compra de la nueva maquinaria, Rama Tensora, en la unidad de acabado. En el cuadro 7.2 encontramos el detalle de la inversión inicial total.

Adicionalmente tenemos los siguientes datos:

- Los servicios e implementos para la conversión a gas natural presentan precios acorde al mercado interno actual.
- El costo que se presenta de la nueva maquinaria es el costo de importación en territorio peruano.

7.2 EVALUACION

En nuestro análisis manejaremos la perspectiva del ahorro, por combustible y mantenimiento, en que se incurre por uso del Gas Natural. Para ello se deberá desglosar los diferentes costos alternativos que se pueden ser utilizados al implementar la maquinaria presentada en este trabajo, sin dejar de lado la importancia de las eficiencias.

Finalmente con el Ahorro obtendremos nuestro Valor Actual Neto¹ (VAN) y la Tasa Interna de Retorno² (TIR), con los que evaluaremos la factibilidad económica del proyecto.

Para la evaluación obtendremos diferentes pasos a seguir, los cuales definiremos a continuación, pero antes debemos definir los supuestos en los que se basa nuestro estudio.

Supuestos

- Asumimos una producción constante.
- Establecemos que la inversión inicial es totalmente propia.

¹ El VAN es el valor monetario de todo el proyecto antes de su ejecución.

² La TIR no es un rendimiento sobre la inversión inicial, sino sobre la parte de la inversión amortizada al comienzo de cada período (sobre saldos).

- La tasa de descuento³ anual será de 12%.anual⁴.
- El periodo de análisis del proyecto es de 36 meses⁵.

Pasos

1. Estructuramos el flujo de caja.
2. Encontramos el periodo de recupero.
3. Hallamos el VAN.
4. Deducimos la TIR.

7.3 DATOS DE CONSUMO

La planilla de consumo debe mostrar el tipo de combustible actual, el promedio de horas trabajadas por mes y el costo unitario de combustible actual. Los datos deben mostrarse por separado por cada equipo utilizado y con uniformidad de unidades.

La planilla mostrada en los cuadros 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, 4.8, 4.9, 4.10, adicionan datos referenciales como las características de los equipos, su consumo nominal, consumo mensual actual y su equivalente en gas natural. De acuerdo a lo establecido en la Resolución 097-2004-0S-CD este usuario estaría ubicado en la categoría C. La obtención del consumo equivalente en Gas Natural se obtiene con el poder calorífico superior de los combustibles. La tarifa de Gas Natural es la aplicada según el Pliego Tarifario para la categoría C.

De los cuadros 1.6 y 1.7 se obtienen los precios de los usuarios de acuerdo a la categoría tarifaria, de los cuales nuestra área de análisis son la C y D correspondientes a la Industria y Gran Industria

En el cuadro 7.1 se detalla el ahorro por el uso del gas natural y en el cuadro 7.2 la estimación de la inversión para la conversión de la planta a Gas Natural.

³ Tasa de Descuento es el factor de actualización que se usa para realizar la comparación de los flujos mensuales en le periodo actual. Proviene del costo del dinero en el tiempo, es decir, la tasa de interés del crédito.

⁴ Determinado por Calidda en los créditos por instalación de Gas Natural para Pymes.

⁵ Los prestamos que realiza Calidda para las conversiones a Gas Natural, para medianas empresas, son en promedio de 3 años. Referencia: Estadísticas Anuales, www.calidda.com.pe

CUADRO 7.1: Ahorro por cambio a Gas Natural

Tipo de Combustible	Consumo actual (gal/mes)	Consumo equivalente con GN (Sm3/mes)	Costo Energetico actual (US\$)	Costo con GN (US\$)	Ahorros con GN (US\$)	Ahorros con GN (%)
<input type="checkbox"/> GLP		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<input type="checkbox"/> Kerosene		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<input checked="" type="checkbox"/> Diesel 2	13,821.94	52,670.16	32,657.91	8,375.82	24,282.09	74.35
<input type="checkbox"/> Residual 4		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<input type="checkbox"/> Residual 6		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<input checked="" type="checkbox"/> Residual 500	58,125.99	212,487.04	99,677.30	18,595.44	81,081.87	81.34

Total : 265,157.20 132,335.21 26,971.25 105,363.96 79.62

Categoría de Cliente:	C Regulado
Costo de GN:	4.18 US\$/MMBTU

Fuente: Datos de Planta / Fecha: 2010

CUADRO 7.2: Estimación de la Inversión

ROYECTO: CONVERSION TEXTIL INTEGRAL GROUP				
UBICACIÓN: LUIS ALDANI 210-ATE				
	Descripción	Unidad	Cantidad	Parcial (US\$)
1.0.0	DERECHO DE CONEXION+HOTTAP			
1.1.0	Derecho de Conexión	gib	1	9,718.65
1.2.0	Hottap	gib	1	11,760.00
2.0.0	Tubería de Conexión			
1.1.0	Tubería desde la válvula de Servicio hasta la ERM	gib	1	7,820.0
2.0.0	Estacion de Regulacion y Medicion			
2.1.0	Suministro de Estacion de Regulacion Doble Rama	gib	1	16,500.0
2.2.0	Medidor G160+ Corrector de Volumen	gib	1	4,200.0
2.3.0	Caseta, incluye puesta a tierra y conexión electrica antiexplosiva	gib	1	4,500.0
3.0.0	Sistema de Tuberías internas			
3.1.0	Sistema de Tuberías internas + Estacion de Regulacion Secundaria	gib	1	9,500.0
3.2.0	Pintura y Acabados	gib	1	650.0
4.0.0	COMBUSTION			
4.1.0	Kit de conversión dualGas/P.Ind.500 (incluye quemador)	gib	1	12,000.0
4.2.0	Kit de conversión dualGas/Diesel B2 (incluye quemador)	gib	1	8,500.0
5.0.0	GESTIONES Y TRAMITES			
5.1.0	Gestión de Contrato de suministro de Gas Natural	gib	1	1,000.0
5.2.0	Ingeniería de Detalle	gib	1	1,500.0
5.3.0	Certificación de las instalación para gas natural (**)	gib	1	2,500.0
5.4.0	Aprobación de análisis de riesgo y plan de contingencia (**)	gib	1	1,500.0
5.4.5	Seguros	gib	1	200.0
6.0.0	PRUEBAS DEL SISTEMA			
6.1.0	Prueba de resistencia y Hermeticidad	gib	1	350.0
6.2.0	Prueba radiográfica	gib	1	500.0
6.3.0	Puesta en Marcha	gib	1	1,500.0
SUBTOTAL 1				94,198.7
7.0.0	ADQUISICION DE MAQUINA -RAMA TENSORA			
	PERCIO CIF , +Traslado y Montaje en Planta	gib	1	1,500,000.0
SUBTOTAL 2				1,500,000.0
TOTAL				1,594,198.7
Gastos Administrativos (8%)				127,535.9
Utilidad (10%)				159,419.9
PRECIO DE VENTA (US\$)				1,881,154.4

Datos: Planta/Proyectos QCE / Elaboración: Propia

7.4 AHORROS Y VIDA UTIL

MANTENIMIENTO

Cuando se realiza la conversión a gas natural no sólo se puede presumir un ahorro por los costos menores, sino también existe un ahorro en los costos de operación, mantenimiento, entre otros, en el proceso de combustión tal como se detalla en el cuadro 7.3:

CUADRO 7.3: Ahorro generado por el cambio de combustibles en relación a las propiedades del Gas Natural

Costos (US\$/mes)	R500	DIESEL 2	Gas Natural
Costo por operación calentamiento de combustible	89.2	No requiere (NR)	No requiere (NR)
Calentamiento para atomización de combustible	45.36	NR	NR
Energía de atomización del combustible	116	NR	NR
Bombeo del combustible	39	39	NR
Costo de aditivos	207.9	NR	NR
Total costo de operación	497.46	NR	NR
Costo de mantenimiento (MO)	75	65	37.5
Costo de Manejo de Inventario de combustible	51.21	50	NR
Costo de Monitoreo Ambiental	113	100	NR
Costo Total mensual	736.67	254.00	37.5

En la determinación del periodo de vida del proyecto analizamos como primer indicador la vida útil del la rama tensora, para ello hemos tomado una depreciación lineal* para la maquina en tasación.

Tasa de depreciación del capital fijo (maquinaria, equipo, etc.): 10%

7.5 RESULTADOS

Para la estimación de la capacidad de ahorro se tomó los datos del consumo mensual real de los equipos con su respectivo costo de combustible que será reemplazado, con estos datos se obtiene una estimación del ahorro. También tomamos en cuenta que dicha conversión hace más eficiente el almacenamiento de combustibles líquidos ya que solo se utilizaran estos en el caso de parada de emergencia de gas natural, disminución en los programas de limpieza de calderos y unidades de almacenamiento, disminución de operarios, costo de bombeo, lo que nos origina un ahorro, reflejándose también este ahorro por los costos del gas natural frente a los de los combustibles líquidos tal como se muestra en el cuadro 7.3, la vida útil se muestra en la figura 7.1:

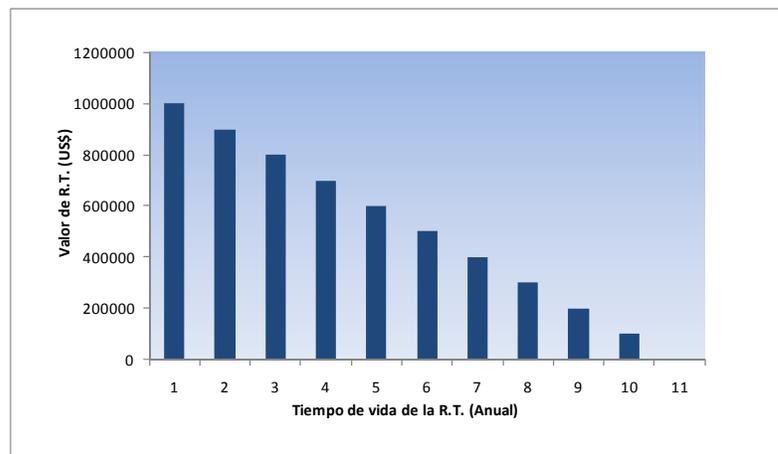


FIGURA 7.1: Vida Útil de la Rama Tensora (R.T.)

Fuente: SUNAT / Elaboración Propia 2010

* Criterio determinado por SUNAT, reglamento de criterios de depreciación. Para el sector textil se presume una depreciación lineal del 10%.

En el cuadro 7.4 se muestra el resultado de la evaluación por el cambio de combustible a líquido a gas natural, partiendo de una inversión inicial.

Cuadro 7.4: Evaluación de resultados por Cambio de Combustible

Mes	IINVERSION INICIAL (I)	Costos con Comb. Usado US\$ C1	Costos con Gas Natural US\$ C2	AHORRO (A) (A=C1-C2)	AHORRO EN MANTENIMIENTO (M)	FLUJO DE CAJA (A+M-I)
0	1.585.809,60					-1.585.809,60
1		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
2		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
3		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
4		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
5		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
6		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
7		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
8		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
9		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
10		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
11		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
12		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
13		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
14		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
15		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
16		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
17		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
18		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
19		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
20		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
21		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
22		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
23		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
24		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
25		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
26		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
27		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
28		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
29		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
30		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
31		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
32		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
33		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
34		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
35		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13
36		132.335,21	26.971,25	105.363,96	953,17	106.317,13

Fuente: Datos de Planta Fecha: 2010

Para una mejor aproximación al periodo de recupero de la inversión aplicamos un VAN recursivo, es decir recuperación mensual de la inversión, de la cual obtenemos lo siguiente como se detalla en la figura 7.2:

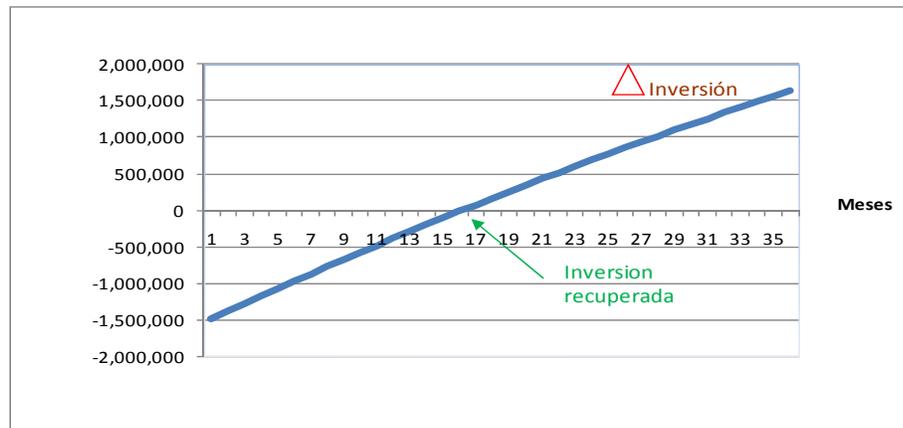


FIGURA 7.2: Variación de la Inversión

Fuente: Datos de Planta / Fecha: 2010

Como se puede observar en la figura 7.2 recuperamos la inversión en el **mes 16**, con ello complementamos nuestro supuesto de tiempo de análisis del proyecto de 36 meses, ya que este debe ser mayor al periodo donde se recupera la inversión.

VAN

El VAN es el Valor Actual Neto, es decir, es la sumatoria de todos los las salidas y entradas de dinero del proyecto desde el periodo cero, la inversión inicial, hasta el último periodo de análisis, el ultimo flujo de caja.

$$VAN = -I_0 + \beta * FCE_1 + \beta^2 * FCE_2 + \dots + \beta^n * FCE_n$$

El beta que tomamos como factor de descuento es el referido como el costo del dinero en el tiempo y está en términos del Costo de Oportunidad del Capital, COK. Con los flujos de caja mensuales de nuestro caso referidos en la tabla 6. Obtenemos:

Tenemos que la Tasa de descuento Anual del 12% es igual a una tasa de descuento aproximada del 0.95% mensual, la cual es necesaria para nuestro análisis pues los flujos son mensuales.

$$\text{VAN (COK=12\%)} = 1,643,547.08$$

Ahora realizamos una comparación del VAN según el COK (Figura 7.3) que se tome para ver la variación del primero según el segundo.

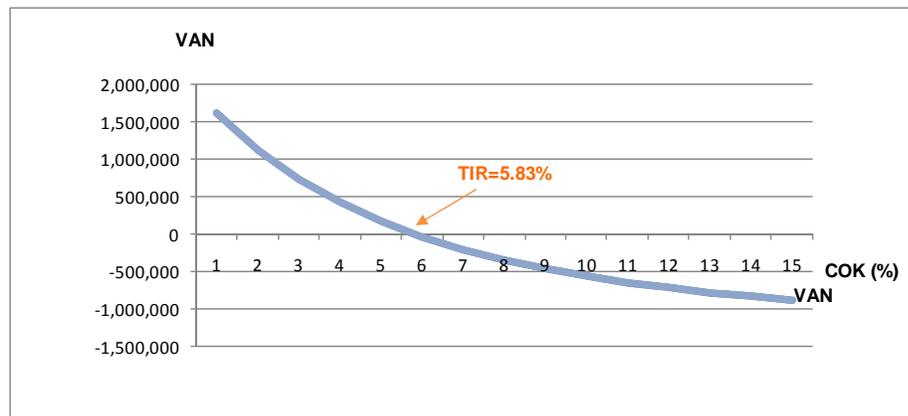


FIGURA 7.3: Van vs. Tasa de Descuento (COK)

Fuente: Datos de Planta / Fecha: 2010

TIR

Es la tasa con que se recupera la inversión. Es un indicador que expresa porcentualmente el rendimiento intrínseco del proyecto (ajeno a otras actividades).

La TIR, se calcula haciendo el VAN = 0, como se observa en el grafico 43:

$$\text{TIR (VAN=0)} = 5.83\%$$

El proyecto tiene un rendimiento mayor al de la mejor inversión alternativa de similar riesgo. Por lo tanto se ejecuta la inversión.

$$\text{TIR (5.83\%)} > \text{COK (0.95\%)}$$

Se puede determinar que el proyecto es factible, en el periodo de vida del proyecto, pues tiene un VAN muy beneficioso.

CAPITULO VIII: CONCLUSIONES

8.1.-Del cuadro 4.12 “Cuadro Energético Comparativo” se demuestra que los equipos que consumen Gas natural son más eficientes térmicamente que los equipos de combustibles líquidos.

Por el ingreso de la rama tensora se origina un ahorro térmico de 4 Mmbtu/h lo cual justifica la opción de reemplazar el caldero de aceite térmico por este.

8.2.-Del cuadro 6.4 “comparación de emisiones”, se demuestra que existe una diferencia a favor del gas natural de 404.80kg/h en las emisiones del principal causante del efecto invernadero como el Dióxido de Carbono “CO₂”

8.3.- Del cuadro 7.3 “Ahorro generado por el Cambio de combustible en relación a las propiedades del gas natural” se concluye que además de las ventajas referidas al costo de gas, se tendrá ventajas adicionales como es la facilidad de control, eliminación de requerimientos adicionales de energía por precalentamientos, disminución y eliminación de vapor de atomización, mayor facilidad de manipulación, periodos mayores de mantenimiento, etc.

8.4.- Del cuadro 7.3 “Ahorro por Cambio a Gas Natural” se demuestra que el ahorro neto por sustitución de combustibles líquidos a gas natural es de US\$/105,363.96 mensuales.

8.5.- Del grafico 7.2 “Variación de la Inversión” se concluye que incluida la compra de la rama tensora se paga la inversión en 16 meses y a partir de este momento un ahorro neto por reemplazo de los combustibles líquidos a gas natural.

8.6.- El ingreso de la “Rama Tensora” a partir de lograr una eficiencia térmica también eleva la calidad de los productos finales, logrando que la planta aumente su competitividad en el mercado textil.

8.7.- El uso de gas natural en calderas permite un mejor desempeño de los quemadores alta seguridad, mayor control y el ingreso de tecnología de punta en su implementación, consiguiéndose máximas eficiencias de combustión.

CAPITULO IX: BIBLIOGRAFIA

1. EL REFINO DEL PETROLEO
J.-P Wauquier
2. GAS PRODUCCION OPERATIONS
H.Dale Beggs
OGCI Publication – Oil & Gas Consultants International Inc. Tulsa
3. GAS NATURAL ACONDICIONAMIENTO Y PROCESAMIENTO
Proyecto Desarrollo de Gas Natural – Petróleos del Perú
4. VENTAJAS DEL USO DEL GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA
Ministerio de Energía y Minas - Departamento General de Hidrocarburos
5. SISTEMA INTERNACIONAL DE UNIDADES DE MEDIDA
José Dales Castro – Fondo Editorial del Congreso del Perú – Mayo, 1999
6. MANUAL PRÁCTICO DE LA COMBUSTIÓN INDUSTRIAL
Percy Catillo Neyra
7. EFICIENCIA ENERGETICA EN CALDERAS INDUSTRIALES – PERU
Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), Alemania
8. GAS NATURAL LICUADO TECNOLOGIA Y MERCADO
Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”
9. CEDIGAS – The International Association for Natural Gas – www.cedigaz.org
10. CONTAMINANTES QUIMICOS ATMOSFERICOS
J. Corona, H. Llana, J. Blanco – Ingeniería Química
11. LA PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE. EL PUNTO DE VISTA
EMPRESARIAL
Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos
12. PETROCTINA
Revista del Instituto Argentino de Petróleo Y Gas – 2009

LISTA DE CUADROS

Nº		PAG
1.1	Reservas Probadas de hidrocarburos en el Perú	01
1.2	Reservas de gas natural en TCF de gas natural	03
1.3	Características de Ductos	11
1.4	Consumidores Iniciales de Gas Natural	12
1.5	Capacidad garantizada en MMPCD	14
1.6	Segmentos del mercado de la Distribución de Gas natural en Lima y Callao	20
1.7	Cuadro Tarifario de los clientes: industria, gran industria y GNV	20
1.8	La proyección de Conversiones por año de las industrias se daría de la siguiente manera	20
1.9	Precios de Combustibles	21
2.1	Selección de tubería en función de la presión y ubicación espacial	42
2.2	Selección de material para tubería	42
2.3	Espesor mínimo de tubería de acero	44
2.4	Espesor mínimo de las tuberías de polietileno	44
2.5	Espesor mínimo de las tuberías de cobre	44
4.1	Resumen de la sustitución de combustibles líquidos a gas natural	55
4.2	Requerimiento de vapor en las unidades de Tintorería y Acabado	56
4.3	Potencia Requerida para la selección del caldero	57
4.4	Consumo de combustibles líquidos para la Generación de Vapor	57
4.5	Consumo de gas natural para la Generación de Vapor	58
4.6	Requerimiento de energía para funcionamiento de Caldero de Aceite	58
4.7	Consumo de combustible líquido para Caldero de Aceite	59
4.8	Consumo de gas natural para Caldero de Aceite	59
4.9	Requerimiento de energía para funcionamiento de la Rama Tensora	60
4.10	Consumo de gas natural para Rama Tensora	60
4.11	Tabla Cruzada consumo por área y tipo de Combustible	61
4.12	Comparación Energética de acuerdo al tipo de Suministro de Combustible y el ingreso de la Rama Tensora	62
5.1	Consumo máximo de la instalación	63
5.2	Características de la Estación de Regulación de Presión y Medición Primaria	64
5.3	Especificación del Sistema de Pintado de Tuberías	67

5.4	Implementación del sistema de control y Monitoreo de llama	69
5.5	Implementación del tren de regulación piloto	69
5.6	Distancias de seguridad	71
5.7	Pruebas del Sistema de Conversión a Gas	73
5.8	Tramo desde la valvular de bloqueo y la ERM	74
5.9	Tramo de la instalación interna entre las dos etapas de regulación	74
6.1	Índice de emisiones tóxicas provenientes de la combustión de los Combustibles Fósiles	76
6.2	Generación de emisiones de la planta textil utilizando Combustibles Líquidos	76
6.3	Generación de emisiones de la planta textil utilizando Gas Natural	76
6.4	Comparación de Emisiones	77
7.1	Ahorro por cambio a Gas Natural	82
7.2	Estimación de la Inversión	82
7.3	Ahorro generado por el cambio de combustibles en relación a las propiedades del Gas Natural	83
7.4	Evaluación de resultados por Cambio de Combustible	85

LISTA DE FIGURAS

Nº		PAG
1.1	Estructura de reservas probadas de energía comercial 2010	03
1.2	Lotes del Noroeste del país	05
1.3	Proyecto Integral Aguaytia	07
1.4	Componentes del Proyecto Camisea	08
1.5	Esquema de proyecto de Camisea	09
1.6	Transporte de Ductos por TGP	10
1.7	Diseño Conceptual Distribución de Gas Natural	13
1.8	Plantas Petroquímicas en Sudamérica	15
1.9	Ubicación del complejo petroquímico de Marcona	17
1.10	Ubicación del Proyecto Nitratos del Perú.	18
2.1	Diagrama de proceso de una planta textil	24
2.2	Teñidora de Telas	27

2.3	Secadora de prendas con inyección de vapor	27
2.4	Compactadora de tela	28
2.5	Secador de lecho fluidizado marca ALBRECHT modelo	29
2.6	Calandra con Aceite Térmico	30
2.7	Caldero Piro tubular Proyecto de Plantas de VAPOR Juan G. Dutari	32
2.8	Caldera de Aceite Térmico Marca Pirobloc	33
2.9	Esquema de alimentación de aire y gas de un quemador Rama	36
2.10	Perfil de llama de del quemador vena de aire	37
2.11	Instalación del quemador en una Rama Tensora	37
2.12	Soldadura en zanja para Tubería de Acero	38
2.13	Diagrama de Procesos e Instrumentación de ERM Simple Rama	40
2.14	Diagrama de Procesos e Instrumentación de ERM Doble Rama	40
2.15	Planilla de Materiales Estación de Regulación de Presión Secundaria	45
2.16	Esquema de tren de válvulas tipo NFPA	46
2.17	Esquema de tren de válvulas para quemador Saacke modelo PAGM 35 D3 Tipo IRI	47
2.18	Quemador tipo Power Flame Tipo JA	48
2.19	Esquema del sistema de combustión- línea principal (superior) y línea piloto (inferior)	49
3.1	Curva teñido tipo Sulfuroso Tiempo vs temperatura	51
3.2	Diagrama de Procesos de las unidades de Tintorería y Acabado de una Planta Textil con el Sistema de Suministro de Combustibles Líquidos	53
3.3	Diagrama de Procesos de las unidades de Tintorería y Acabado de una Planta Textil con el ingreso de Gas Natural como nuevo combustible y de la Rama Tensora en la unidad de Acabado	54
5.1	Diagrama Unifilar PRM tipo industrial	65
5.2	El plano mecánico Vertical de una ERM	66
5.3	Estaciones de Regulación Secundaria	68
5.4	Tren de Válvulas en una caldera	70
6.1	Grafico de la reducción de emisiones por cambio de combustible datos de planta	77
7.1	Vida Útil de la Rama Tensora (R.T.)	84
7.2	Variación de la Inversión por la sustitución a Gas Natural	86
7.3	Van vs. Tasa de Descuento (COK)	87