

UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA



**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA RED DE
COMBUSTIBLE, DE RESPALDO, PARA LOS EQUIPOS
TÉRMICOS DE LA PLANTA MOLY-COP TALCAHUANO**

Informe de Habilitación Profesional
presentado en conformidad a los requisitos
para optar al Título de Ingeniero Civil Mecánico

Profesor Guía:
Sr. Jorge Gatica Sánchez

**CÉSAR ANTONIO CONSTANZO SEPÚLVEDA
CONCEPCIÓN – CHILE
2013**

SUMARIO

El objetivo principal del proyecto es realizar un estudio técnico-económico para el diseño de una red de combustible, de respaldo, para los equipos térmicos empleados en los procesos de producción empleados por la planta metalmecánica Moly-Cop Talcahuano.

En busca de una mirada amplia, respecto a los combustibles en Chile y en nuestra región, se analiza el mercado de los hidrocarburos combustibles disponibles en nuestro país, esto a través de un levantamiento de información disponible en diversos sitios web referentes a la energía nacional. La siguiente etapa consiste en definir los requerimientos energéticos de la planta, para ello es necesario realizar un chequeo de los consumos propios de cada equipo térmico en el último tiempo. Una vez conocida la demanda energética se pueden establecer los parámetros de consumo y flujos de suministro de combustibles necesarios. El combustible necesita ser almacenado, para ello se dispone de una zona previamente definida por la empresa. Desde esta área se determina el recorrido más conveniente de la red hasta alcanzar cada punto de consumo.

Otra parte importante del proyecto consiste en establecer un sistema de dualidad para el combustible actual y el de respaldo para cada uno de los equipos, para ello se especifican una serie de intervenciones en los ramales de alimentación existentes de combustible, con lo cual se logra una completa autonomía para alternar entre un combustible y otro.

Todo lo anterior, debe ser observado por medio de un lente especial, este lente es el aspecto económico. De este modo, utilizando el método económico de los “Flujos de caja incrementales” se analizan las alternativas consideradas en este estudio; la de empleo actual (Gas natural), la rechazada (petróleo Diesel) y la sugerida en el presente proyecto (Gas licuado de petróleo). Como resultado se obtiene que la implementación de una red basada en petróleo Diesel es menos rentable que el Gas licuado de petróleo, tanto por los niveles de inversión requeridos como por el precio del combustible disponible en el mercado industrial. Además, el estudio nos indica que el Gas natural presenta mejores condiciones, desde un punto de vista económico, que el gas licuado de petróleo; por lo que hasta el momento, es conveniente mantener el combustible utilizado (Gas natural) como principal suministro para los equipos.

Contenido

<u>Capítulo 1. INTRODUCCIÓN</u>	1
<u>1.1 Introducción</u>	1
<u>1.2 Justificación</u>	2
<u>1.3 Objetivos</u>	3
1.3.1 Objetivo general	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
<u>Capítulo 2. GENERALIDADES PLANTA MOLY-COP</u>	4
<u>2.1 Identificación de la Sociedad</u>	4
<u>2.2 Actualidad</u>	4
<u>2.3 Capacidad operacional</u>	4
<u>2.4 Abastecimiento de materias primas</u>	5
<u>2.5 Descripción de procesos</u>	5
2.5.1 Zona de carga del material	6
2.5.2 Zona de calentamiento:	7
2.5.3 Zona de conformado:	7
2.5.4 Temple	7
2.5.5 Mesas de enfriamiento:	7
2.5.6 Zona de post-tratamientos térmicos.	7
2.5.7 Zona de productos finales	8
<u>Capítulo 3 GENERALIDADES DE LOS COMBUSTIBLES</u>	9
<u>3.1 Generalidades de los combustibles en Chile</u>	9
<u>3.2 Industria del petróleo</u>	11
3.2.1 Proveedores de petróleo crudo	12
3.2.2 Distribución de hidrocarburos	13
3.2.3 Transporte, almacenamiento y logística (ENAP)	14
3.2.4 Precio del combustible	16
<u>3.3 Mercado del gas natural en Chile</u>	19
3.3.1 Transporte, distribución y comercialización.	20
3.3.2 Gasoductos	21
3.3.3 Precios del gas	24
<u>3.4 Análisis de impacto ambiental por alternativa de combustible</u>	26
3.4.1 Emisión de gases efecto invernadero	26
<u>3.5 Caracterización de GLP</u>	28
3.5.1 Corrosión	29
3.5.2 Toxicidad	29
3.5.3 Odorizantes	30
3.5.4 Contaminación	30

3.5.5 Grado de llenado de un estanque de almacenamiento	30
Capítulo 4 ESTUDIO TÉCNICO	31
4.1 Objetivo del Estudio Técnico	31
4.2 Descripción Técnica de la planta y de los Equipos Térmicos.	31
4.2.1 Equipos térmicos	31
4.2.2 Consumo de energía	35
4.3 Almacenamiento y redes de distribución	37
4.3.1 Componentes de la instalación.	37
4.3.2 Almacenamiento	37
4.3.3 Redes de distribución	44
4.3.4 Cálculo y dimensionado de las conducciones	49
4.3.5 Selección de equipos y accesorios de la primera etapa de regulación	59
4.4 Diseño del sistema de dualidad de los equipos térmicos	60
4.4.1 Adaptación entre combustibles (GN-GLP)	61
4.4.2 Regulación de segunda etapa; equipos térmicos	62
4.4.3 Selección y definición de componentes de la adaptación	63
Capítulo 5. ESTUDIO ECONÓMICO	81
5.1 Selección de combustible	81
5.2 Petróleo Diesel	81
5.3 Gas licuado de petróleo	82
5.4 Definición de parámetros bases para el análisis económico	83
5.4.1 Capacidad operacional	83
5.4.2 Estandarización del consumo energético térmico	83
5.4.3 Costo de la energía	84
5.4.4 Vida útil proyectos	85
5.4.5 Criterios de evaluación	86
5.4.6 Configuración de los flujos de caja	86
Capítulo 6. CONCLUSIONES	100
BIBLIOGRAFÍA	103
ANEXO A	
ANEXO B	
ANEXO C	
ANEXO D	
ANEXO E	
ANEXO F	

Índice de figuras

<i>Figura 2.1 Presencia One Steel en América</i>	5
<i>Figura 2.2 Esquema del ciclo productivo de las bolas de acero.</i>	6
<i>Fig3.1 Matriz energética en la generación eléctrica</i>	9
<i>Fig3.2 Esquema industria del petróleo en Chile</i>	11
<i>Fig3.3 Origen geográfico del abastecimiento de petróleo para ENAP.</i>	12
<i>Fig3.4. Oleoducto ENAP, refinería Bío-Bío.</i>	14
<i>Fig3.5. Capacidad de almacenamiento de ENAP</i>	15
<i>Fig. 3.6. Oleoductos y centros de almacenamientos, zona central</i>	16
<i>Fig.3.7 Gasoductos en la zona norte del país</i>	22
<i>Fig.3.8 Mapa gasoductos zona centro.</i>	23
<i>Fig3.9. Emisiones de carbono por combustible</i>	27
<i>Fig. 4.1 Modelo del quemador 6422-3</i>	32
<i>Fig. 4.2 Quemador Tempest III, serie 6435</i>	33
<i>Fig.4.3 Quemador Inspirators FNA, sistema mezcla venturizada</i>	34
<i>Fig. 4.4 Plano planta circuito gas licuado de petróleo</i>	46
<i>Fig. 4.5 Esquema simplificado conducciones.</i>	47
<i>Fig.4.6 Esquema primera etapa de regulación</i>	60
<i>Fig. 4.7. Orientación espacial del circuito de cañerías HII</i>	64
<i>Fig. 4.8. Tren de regulación HII</i>	65
<i>Fig. 4.9. Disposición de tren regulador de GLP, paralelo al actual</i>	66
<i>Fig.4.10 Disposición mini tren GN y GLP</i>	72
<i>Fig.4.11 Esquema conducción hasta RF1</i>	76
<i>Fig. 4.12 Esquema conducción LF5 y RF2</i>	77
<i>Fig.4.13 Estado sistema de ignición automático dañado</i>	78
<i>Fig.4.14 Manguera empleada para encendido de quemadores</i>	78
<i>Fig. 4.15 Quemadores RF2, agua de temple</i>	79
<i>Fig. 4.16 Trenes paralelos dos combustibles</i>	79
<i>Fig.4.17 Quemador y tren de GN de LF5</i>	80

Índice de Tablas

Tabla 3.1. Clasificación de combustibles.....	10
Tabla 3.2 Precios de referencia combustibles	19
Tabla 3.3. Precios del gas natural.....	25
Tabla 3.4: Masa de CO ₂ por unidad de energía.....	27
Tabla 3.5 Características físicas y químicas de los GLP.....	30
Tabla 4.1 Características horno quemador HI1	32
Tabla 4.2 Características horno quemador HR1	34
Tabla 4.3 Capacidades térmicas por cada línea de proceso	35
Tabla 4.4 Consumo equipos tratamientos térmicos	36
Tabla 4.5 Vaporizador eléctrico POWER XP	44
Tabla 4.6 Longitud de cálculo por método de equivalencia de accesorios	52
Tabla 4.7 Resumen características de conducciones de GLP.	53
Tabla 4.8 Presiones en los distintos circuitos.....	56
Tabla 4.9 Dimensiones de tubos de cobre.....	57
Tabla 4.10: Dimensionado conducciones.....	58
Tabla 4.11 Presión de aire según porcentaje de apertura	67
Tabla.4.12 Capacidades de aire de combustión en pies ³ /h.....	68
Tabla 4.13 Capacidad de aire total*, en pies ³ /h, para quemador HI1	69
Tabla 4.14 Relación aire/gas	69
Tabla 4.15. Capacidades de flujo para placa orificio 8697,	70
Tabla 4.16 Datos para diferentes gases	71
Tabla 4.17 Capacidades de válvulas reguladoras de flujo	71
Tabla 4.18. Factor para pérdidas de presión distintas a 2 osi.....	72
Tabla.4.19 Capacidad (pies ³ /h) para máxima abertura	73
Tabla 4.20. Capacidad de aire de combustión HR1	75
Tabla 5.1 Precios de combustibles para Moly-Cop.....	85
Tabla 5.2 Impuesto base para combustibles.....	85
Tabla 5.3 Ítems flujo de caja	89
Tabla 5.4 GLP v/s PD	92
Tabla 5.5 Flujo de caja incremental PD vs GLP.....	93
Tabla 5.6 Ítems flujo de caja	96
Tabla 5.7 GN vs GLP.....	97
Tabla 5.8 Flujo de caja GN vs GLP	98

Nomenclatura y abreviaciones

a : Factor de porcentaje de llenado del estanque

A: Autonomía del depósito [horas]

ANSI: American National Standards Institute; Instituto Nacional Americano de Estandarización.

APS: Alta presión de servicio

A_R: Autonomía real del depósito

ASTM: American Society for Testing and Materials; Sociedad Americana para Ensayos y Materiales

α : Coeficiente de intercambio de calor; [kcal/h-m²-°C]

Bar: Unidad de medida de presión

BPS: Baja presión de servicio

Btu: Unidad Térmica Británica

°C: Grados Celsius

Cap_{vap}: Vaporización a suministrar por el vaporizador

C_{liq}: Consumo volumétrico por día de propano en fase líquida [m³/día]

C_{vap}: Consumo de vapor requerido por el proceso [kg/h]

D.S. : Decreto Supremo

D: Diámetro [mm]

ENAP: Empresa Nacional del petróleo

Flujo_{Eq GN}: Flujo equivalente del combustible designado en subíndice

FNA: Fires North American

F_{perd}: Factor de pérdida de carga en las cañerías

GLP: Gas licuado de petróleo

GN: Gas natural

h: hora

HI1: Horno inclinado número 1

HR1: Horno revenido número 1

J: Pérdida de carga lineal [bar/m]

K: Grados Kelvin

kcal: kilocaloría

kPa: kilopascal

L_{cálculo}: Longitud equivalente del tramo de cañería [m]

LF5: Línea de forja 5,

L_{real}: Longitud real de la conducción.

m: Metro lineal

m²: Metros cuadrados

m³: Metros cúbicos

m³/h: unidad de medida del flujo volumétrico

Mcal: Mega caloría

mm c.a.: Milímetros columna de agua

MMBtu: Millones de Btu.

MPS: Media presión de servicio

NCh. Of.: Norma Chilena Oficial

NFPA: National Fire Protection Association

osi: Onza square inch; onza por pulgada cuadrada

P_o: Potencia suministrada por el estanque de almacenamiento [Mcal/h]

P_a y P_b: Presiones absolutas en el origen y extremos del conducto expresado en bar en el primer caso y en mm c.a. en el segundo.

P_a² – P_b²: Diferencia cuadrática de las presiones absolutas al inicio y final del tramo. [bar]

PCI_{propano}: Poder calorífico inferior del propano [Mcal/kg]

PCI: Poder calorífico inferior

PCS: Poder calorífico superior

PD: Petróleo Diesel

Perd_{adm}: Pérdida máxima permitida para cada trazado de conducciones

pies³/h: Pies cúbicos por hora

P_f: Presión final de cada tramo previo a la regulación particular de cada equipo

P_i: Presión inicial en la red de cañerías

ρ_{Prop-gas}: Densidad del propano en fase gaseosa 1,8 [kg/m³]

ρ_{Prop-liq}: Densidad del propano en fase líquida [kg/m³]

psi: Pounds per square inch (Libras por pulgada cuadrada)

Pulg. c.a. : Pulgada columna de agua

Q: Flujo volumétrico, caudal. [m^3/h]

q : Calor específico de vaporización; [kcal/kg]

Re: Número de Reynolds

RF1: Roll Former 1, línea de proceso que utiliza rodillos conformadores

RF2: Roll Former 2, línea productiva que emplea rodillos conformadores

s: segundos

spies³/h: Pies cúbicos por hora estándar

Sch: Schedule; designación para tuberías de acero que indican el espesor del conducto. Ej: Sch 40, Sch 80

S : Superficie exterior estanque. [m^2]

SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

SONACOL: Sociedad Nacional de Oleoductos

T: Factor considerado para la obtención del número de Reynolds; dependiente del tipo de gas

T_e: Temperatura exterior crítica, corresponde a la temperatura mínima de cálculo.

T_i: Temperatura equilibrio interior líq-gas; queda determinada por la presión del gas.

UNE: Una Norma Española.

Vel: Velocidad del fluido en el interior de la cañería [m/s].

V_{dep}: Volumen del depósito de almacenamiento de gas. [m^3]

V_{nat}: Vaporización natural del estanque

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

En la actualidad, grandes cambios tecnológicos, sociales, políticos y ambientales están dándole un vuelco profundo al mercado de combustibles en el mundo. Mientras la población demanda más y más consumo, las industrias replantean y optimizan sus procesos en pos de disminuir sus consumos de energía. Mejoras tecnológicas buscan incansablemente nuevas fuentes energéticas las cuales deben solventar los aumentos de demanda de energía. La concientización de las masas acerca del daño inducido en el planeta y su irrevocable situación lleva a considerar los impactos ambientales como la mayor preocupación y zona de análisis al momento de establecer procesos productivos, velando por que la instauración de éstos disminuya el impacto negativo sobre el ambiente generado día a día.

En el ámbito industrial, existe una gran variedad de combustibles empleados como fuente de energía para el funcionamiento de los procesos, afines a cada rubro, de cada particular. Esta amplia variedad lleva a considerar más de una alternativa aplicable al caso, lo cual se traduce en la necesidad de optimizar el combustible a emplear en el proceso. Esta optimización es necesaria ya que en esta materia son muchas las variables que intervienen, tales como: tipo de proceso, requerimiento de energía específica, tamaño de los equipos, espacio disponible para procesos, disponibilidad del combustible, frecuencias de empleo, tratamiento de los residuos, etc. Una de las variables más representativas; “costo de combustible”, es la que en muchos casos presenta la mayor influencia al momento de seleccionar la fuente de energía, sobre todo cuando los consumos asociados son altos.

Los procesos llevados a cabo en la planta Moly-Cop, implican un alto consumo de energía, especialmente el caso de los equipos de tratamientos térmicos. Dado lo anterior es imprescindible contar con disponibilidad absoluta de estos equipos ya que son parte vital del ciclo productivo.

El combustible actualmente empleado por la planta, para abastecer las necesidades de energía, corresponde a Gas natural. Éste es provisto desde los gasoductos presentes en el área industrial, con él se abastecen todos los equipos térmicos de procesos de la planta. Como respaldo antiguamente se contaba con petróleo Diesel, sin embargo, tras la catástrofe natural de febrero de

2010 el sistema de almacenamiento y parte de las redes quedaron completamente inoperantes. Desde entonces hasta la fecha no se dispone de un respaldo para los equipos, lo cual deja al descubierto la necesidad del desarrollo de un sistema de combustible que sustente las operaciones de la planta.

A mediados de 2011, se realiza un estudio acerca de la reutilización y/o restauración de las redes que componen el sistema de petróleo Diesel. Tras evaluar los costos del sistema, se considera que la opción no es lo más atractiva económicamente comparada con otras posibles alternativas. De este modo nace la necesidad de conocer la situación de otras opciones aplicables al caso. Principalmente aquellas comprendidas por combustibles del mismo orden de operación, es decir, de la familia de los hidrocarburos. De lo anterior se desprende la idea de estudiar el comportamiento del gas licuado de petróleo (GLP) y sus condiciones que implica el establecer una red de consumo para los equipos existentes.

1.2 Justificación

Desde un tiempo hasta ahora, la industria de la minería a presentado un gran desarrollo y evolución, junto con ello, los mercados asociados se ven en la necesidad de avanzar junto con ésta industria. Para el caso en particular, el mercado de productos para molienda de minerales (rubro de Moly-Cop) ha sido blanco de interés de los ojos de inversionistas, tanto nacionales como extranjeros, por lo que se pronostica una fuerte competencia en el campo de desarrollo del mercado particular de productos de minería y él cual es parte del área de interés. Así se destaca la relevancia de disponer de una estructura sólida como empresa, en sus distintos niveles (producción, ingeniería, inmediaciones), tal que permita un buen posicionamiento y permanencia en la industria como se ha hecho hasta ahora. Para ello, es indispensable contar con una alta eficiencia en los procesos y además llevar al mínimo cualquier evento que pueda influir negativamente en la producción de la empresa. De este modo, contar con un sistema de combustible de respaldo es altamente necesario para satisfacer las necesidades futuras de la industria, tanto a nivel productivo como de eficiencia, además, incluyendo en lo anterior, un vuelco hacia nuevas tecnología y procesos tal que permitan un desarrollo sustentable de la empresa.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

El trabajo en sí, consiste en desarrollar un estudio técnico-económico acerca de la implementación de una red de combustible, que funcione como respaldo, para los diversos equipos térmicos de procesos presentes en la planta metalmeccánica Moly-Cop Chile.

1.3.2 Objetivos específicos

- Análisis general de la situación de los combustibles en Chile y en particular para la región del Bío-Bío.
- Realizar levantamiento de información relevante y afín sobre los procesos, equipos y combustibles, redes y trazados presentes en la planta, además de establecer y definir las capacidades energéticas a suplir.
- Definición del combustible y circuitos de distribución de éste.
- Establecer la configuración para la adaptación de los equipos productivos, tal que operen independientemente con el combustible actual y el de respaldo.
- Definir condiciones seguras de operación y mantenimiento para el empleo del combustible de respaldo.
- Aplicación de herramientas de análisis económico a las alternativas de combustible.

Capítulo 2. GENERALIDADES PLANTA MOLY-COP

2.1 Identificación de la Sociedad

Razón social	: MOLY-COP CHILE S.A.
Nombre de fantasía	: MOLY-COP
Giro	: Productos para la molienda industrial y minera
Domicilio legal	: Avenida Pedro de Valdivia #168, Providencia
Rut de la sociedad	: 92.244.000-K
Tipo de sociedad	: Sociedad Anónima

2.2 Actualidad

La empresa Moly-Cop, se dedica principalmente a la producción de bolas de acero, utilizadas en procesos de molienda de minerales y otros productos. Moly-Cop actualmente forma parte del grupo internacional “One Steel”, adquirida por este grupo en diciembre de 2010, el cual posee una amplia cobertura a nivel global, en Chile lo hace por medio de la ya señalada empresa la cual a su vez está constituida por dos plantas de procesos; una situada en Talcahuano y la otra en Mejillones. “One Steel” con la adquisición de Moly-Cop, ha marcado su presencia en América (*fig. 2.1*).

2.3 Capacidad operacional

La capacidad instalada actual de la planta Moly-Cop Talcahuano corresponde a 260.000 ton/año ^[18] de productos de molienda, principalmente bolas de acero de diferentes dimensiones. El valor de venta de productos terminados referente es de 1000 USS/Ton.

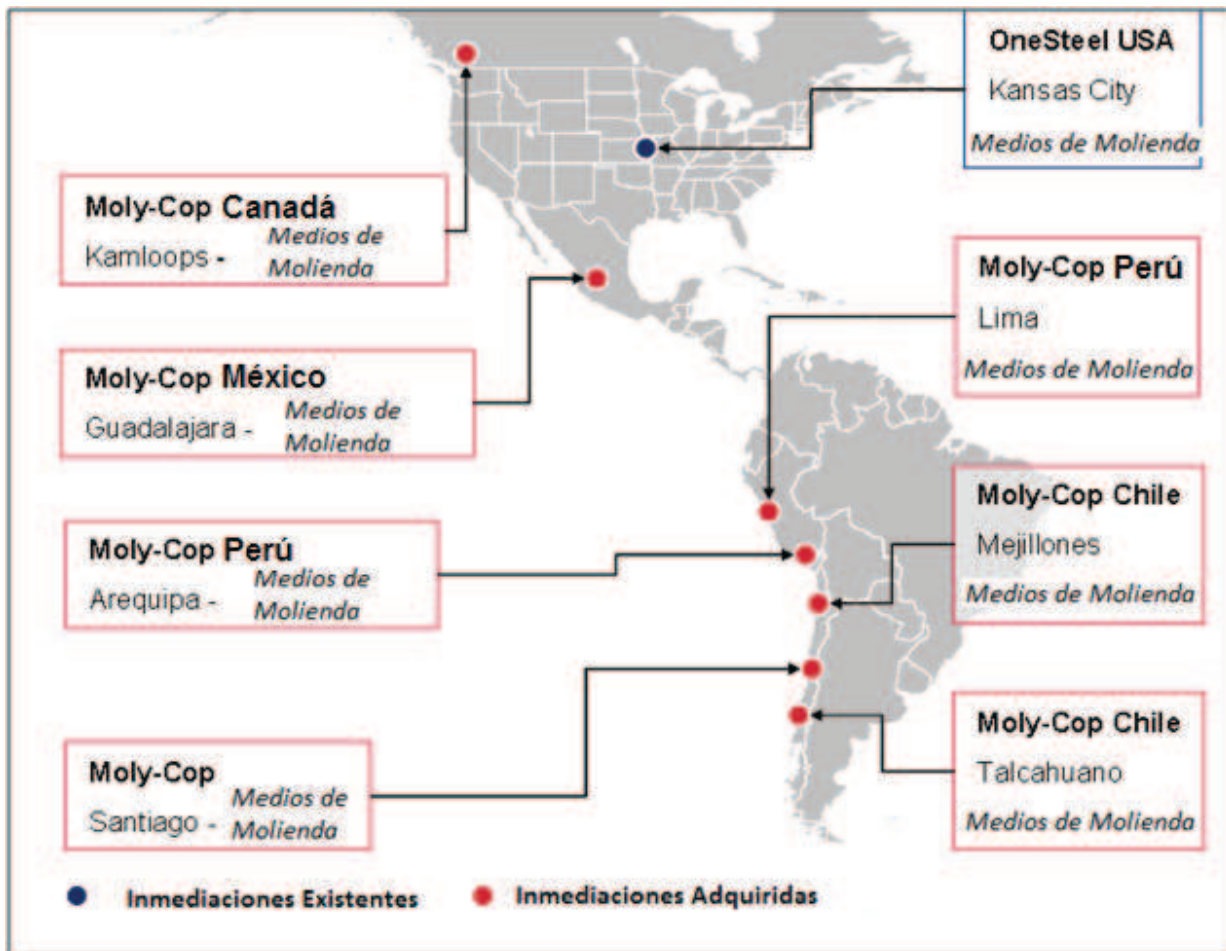


Fig. 2.1 Presencia de One Steel en América.

2.4 Abastecimiento de materias primas

La materia prima empleada en los procesos, son barras de acero de diferentes diámetros, estos varían de acuerdo a las características del producto final a elaborar. El principal abastecedor de este producto es la compañía siderúrgica Huachipato, en algunos casos ésta provee un total cercano al 70% de la demanda de Moly-Cop. El resto es obtenido de proveedores extranjeros tales como: “Sider Perú”, “Scow”, “Alta Steel”, “Ubay”, “Shi-gang”, entre otros. La materia prima es acopiada en zonas habilitadas, con una capacidad de stock aproximadamente de 30.000 toneladas.

2.5 Descripción de procesos

La planta consta de tres líneas principales de producción, dos de ellas corresponden a un proceso de Roll Former y uno constituido por una línea de forja estándar.

El proceso (fig. 2.2) en general es similar para cada línea productiva, el cual consta de las siguientes etapas:

- Zona carga de material
- Zona de calentamiento
- Zona de “conformado/rolado”
- Temple
- Mesas de enfriamiento
- Zona de tratamientos térmicos
- Zona de productos finales.

2.5.1 Zona de carga del material

En esta etapa, la materia prima es cargada en los abastecedores de cada línea. La materia prima empleada corresponde a barras de acero pre-tratado, el cual posee características específicas según sea el producto que se desea obtener.

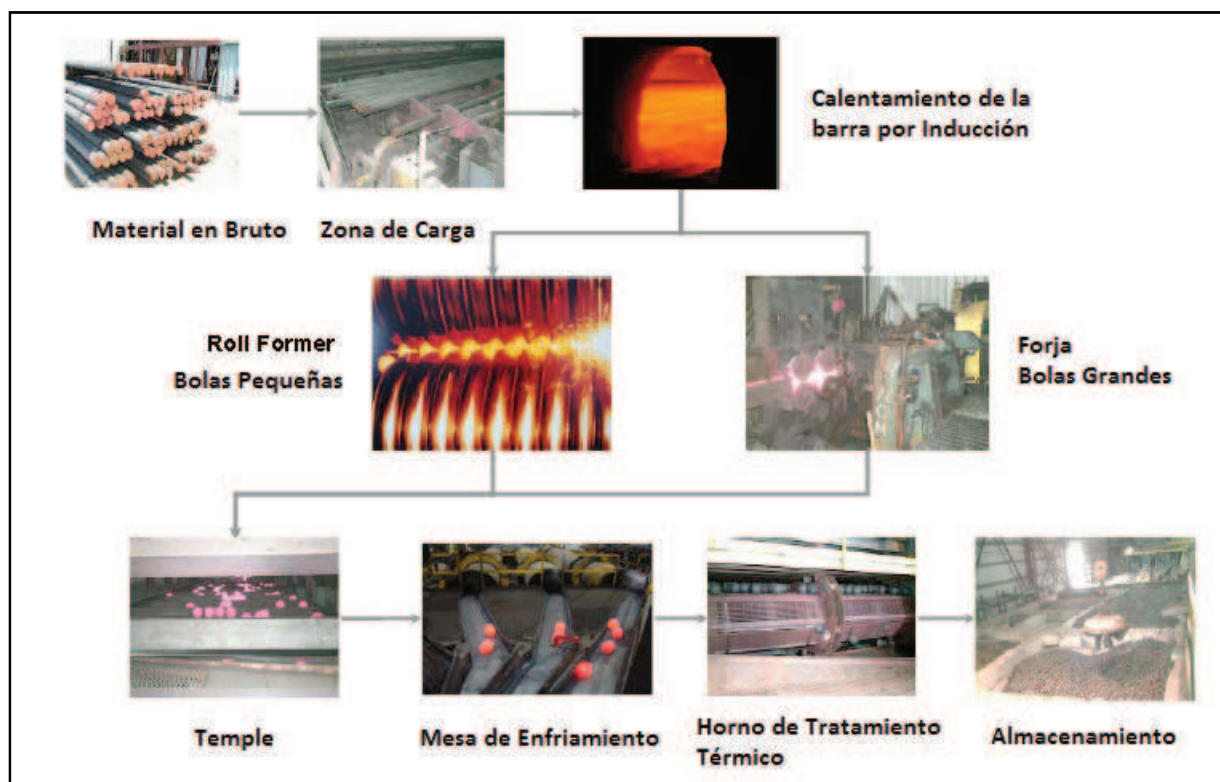


Fig. 2.2 Esquema del ciclo productivo de las bolas de acero.

Fuente: One Steel ^[19]

2.5.2 Zona de calentamiento:

En esta zona se lleva a cabo la pre-confinación de la materia prima, lo cual consiste en llevar la barra de acero hasta una temperatura “pre-definida”, tal que ésta posea la suficiente maleabilidad para luego ser conformada fácilmente en el proceso respectivo.

2.5.3 Zona de conformado:

Para obtener la geometría deseada es necesario someter al acero mediante algún método. En la línea de forja, el proceso consiste en llevar un trozo de acero de una determinada longitud y diámetro a una matriz de estampa, la cual mediante presión confecciona la bola dándole su forma esférica. Esta línea se emplea principalmente para la elaboración de bolas con diámetros grandes (4”a 6”).

En el caso de las líneas “Roll Former”, el proceso es algo distinto. La barra de acero se hace pasar a través de dos rodillos con “surcos hexagonales”, los cuales mediante velocidad y avance transversal producen la conformación de una bola. Esta línea permite la obtención de diámetros de bola más pequeños.

2.5.4 Temple

Luego de ser conformada la bola, ésta es sometida a un proceso de temple, con el cual se logra mejorar las propiedades del producto elaborado, según las necesidades de calidad final.

2.5.5 Mesas de enfriamiento:

Están ubicadas principalmente a la salida de cada línea de conformado. En ellas, se alcanza la temperatura adecuada para las bolas, según lo requiera el proceso definido metalúrgicamente.

2.5.6 Zona de post-tratamientos térmicos.

El tratamiento térmico corresponde a un proceso en el cual se busca una mejora sustancial de las propiedades finales del producto. En primera instancia se encuentran los tambores de temple, donde la bola recién salida es sometida a un cambio brusco de temperatura, donde ésta es refrigerada por agua, produciéndose así el temple de la bola. Este proceso debe ser realizado en un breve periodo de tiempo, según se haya establecido. Todas las bolas son sometidas a este

proceso. Sin embargo, muchas veces es necesario realizar un nuevo tratamiento al producto tal que permita una nueva configuración de las propiedades de la bola, para ello existen dos equipos especialmente desarrollados, un horno de Revenido y un horno “Inclinado”.

La principal función del horno de revenido, es llevar la bola hasta una temperatura específica y mantenerla por algún tiempo en ella. Con este proceso se logra principalmente realizar un alivio de tensiones presentes en la bola templada, un aumento de su ductilidad con la consiguiente mejora en su resistencia a la ruptura.

En el horno inclinado, el proceso consiste en llevar la bola entrante hasta una temperatura elevada que ronda los 900 °C para luego ser templada en agua. Este proceso, al igual que los demás, está exclusivamente en función de las propiedades que se desean para la bola como producto final.

Además de los equipos ya descritos, se dispone de instalaciones para llevar a cabo otros tipos de tratamientos térmicos, tal es el caso de cajas adiabáticas de enfriamiento.

2.5.7 Zona de productos finales

Esta zona está compuesta principalmente por bunkers de almacenamiento de los productos finalizados, los cuales son almacenados para su posterior carga y despacho de pedidos.

Capítulo 3 GENERALIDADES DE LOS COMBUSTIBLES

3.1 Generalidades de los combustibles en Chile

Existen diversos tipos de combustibles ampliamente utilizados en nuestro país. Tal es el caso de combustibles genéricos como carbón, madera, petróleo y gas. Estos presentan aplicación en diversas áreas definidas principalmente por el tipo de proceso y propósito de su utilización. A modo de ejemplo, la matriz energética Chilena para generación eléctrica (*fig. 3.1*) presenta una alta dependencia de los hidrocarburos y del carbón ^[2], participando en menor porcentaje combustibles provenientes de madera y “otras” energías clasificadas como “No convencionales”.

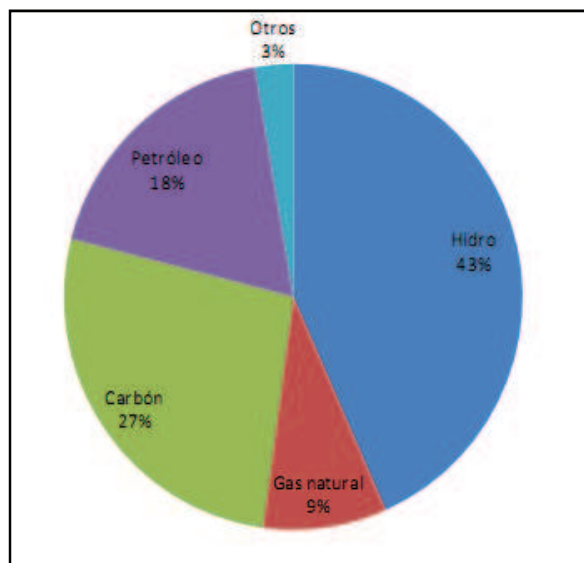


Fig. 3.1 Matriz energética en la generación eléctrica nacional (2009)

Para el caso de combustibles industriales, la matriz no difiere mucho (no considerando la energía hídrica). Es decir, nuevamente los combustibles predominantes corresponden a los del grupo de hidrocarburos y el carbón. Esto influenciado en gran parte por la alta disponibilidad de éstos y a la vez por las tecnologías existentes para procesar y consumir dichos combustibles.

Sin embargo, para el caso en estudio, es necesario descartar de lleno los combustibles que impliquen un alto nivel de residuos, tales como lo son los provenientes del carbón y de la madera entre otros, ya que el proceso desarrollado actualmente (hornos y calentamiento de agua) presenta prácticamente cero producción de material residual particulado (combustión de gas natural). Por ello, al momento de decidir por una alternativa de respaldo, se debe considerar aquella alternativa que “mejor” se ajuste a los procesos productivos y además posea cualidades similares y aun mejores que las del combustible actualmente empleado.

Así, de la amplia variedad de combustibles disponibles, la visión se centra en la industria y mercado de aquellos pertenecientes al grupo de los hidrocarburos, tanto el petróleo Diesel como gas licuado de petróleo y el gas natural.

La tabla 3.1 muestra una clasificación general para los diversos tipos de combustibles existentes.

Tabla 3.1. Clasificación de combustibles.

ESTADO	ORIGEN	CLASIFICACIÓN	
Sólidos	Naturales	Madera y Residuos	
		Carbón	Turbas
			Lignitos
			Hullas
Líquidos	Alcoholes	Naturales (fermentación e hidrólisis)	
		Artificiales	
	Residuales	Por ejemplo; lejías negras.	
	Derivados del petróleo	Gasóleos	
		Fuelóleos	
Gaseosos	Residuales	Fuel-Gas	
	Gas natural	Diferentes familias, metano	
	GLP	Propano y butano	
	Artificiales o elaborados	Gas de alto horno	
		Gas de coquería	
		Gas pobre	
		Gas de agua	
		GNS	
		Gases de gasógenos	
	Gas ciudad		
Bio-gas	Principalmente metano		

Fuente: Mavainsa.

3.2 Industria del petróleo

En Chile, el principal productor de petróleo, y único, corresponde al grupo compuesto por la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP ^[2]), la cual actúa en las primeras etapas de procesamiento de los hidrocarburos, es decir en la refinación de petróleo bruto, desde el cual derivan una serie de combustibles, entre ellos los GLP.

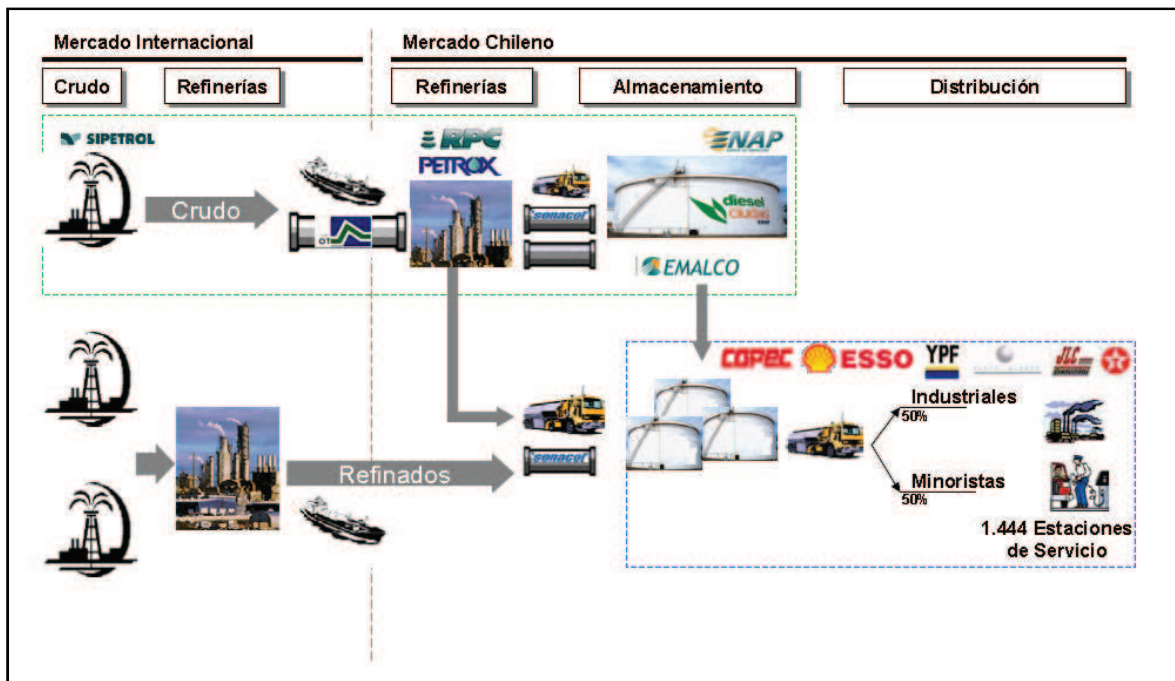


Fig. 3.2 Esquema industria del petróleo en Chile

ENAP, como entidad, actualmente cumple el rol de un proveedor de bienes de consumo intermedios, donde forma parte de la cadena productiva sólo en las primeras etapas, lo cual implica la existencia de una amplia variedad de empresas distribuidoras de los productos, sean estos gasolinas, petróleos, gases licuados, entre otros (ver fig. 3.2).

Es necesario mencionar, que dentro de las proyecciones de ENAP, publicadas en su última memoria anual, está la de participar activamente en el mercado de la distribución.

3.2.1 Proveedores de petróleo crudo

El proceso realizado por ENAP, consiste en refinar el petróleo crudo, para luego comercializarlo como bien intermedio a distribuidoras de los combustibles obtenidos en la refinación ^[5]. El petróleo producido a nivel país no da abasto para el total de la demanda nacional, por lo que ENAP debe importar petróleo crudo desde otros países, esto basado en la capacidad propia de producción como a la vez de las condiciones dadas en el mercado nacional. ENAP Refinerías, en el año 2010 un 85% de su requerimientos fueron cubiertos por importaciones provenientes de Sudamérica, un 13% proveniente de Europa y el porcentaje restante fue cubierto por la producción nacional en Magallanes (*fig. 3.3*).

Como principales proveedores figuran:

- | | | |
|----------------|---------------------|-----------------------|
| - Petrobras | - Glencore | - Vitol |
| - Sonagol | - Chevron | - Sumitomo |
| - Conoco | - Shel | - Occidental |
| - Petroecuador | - British Petroleum | - Pan american, entre |
| - Mercuria | - Castor | otros. |

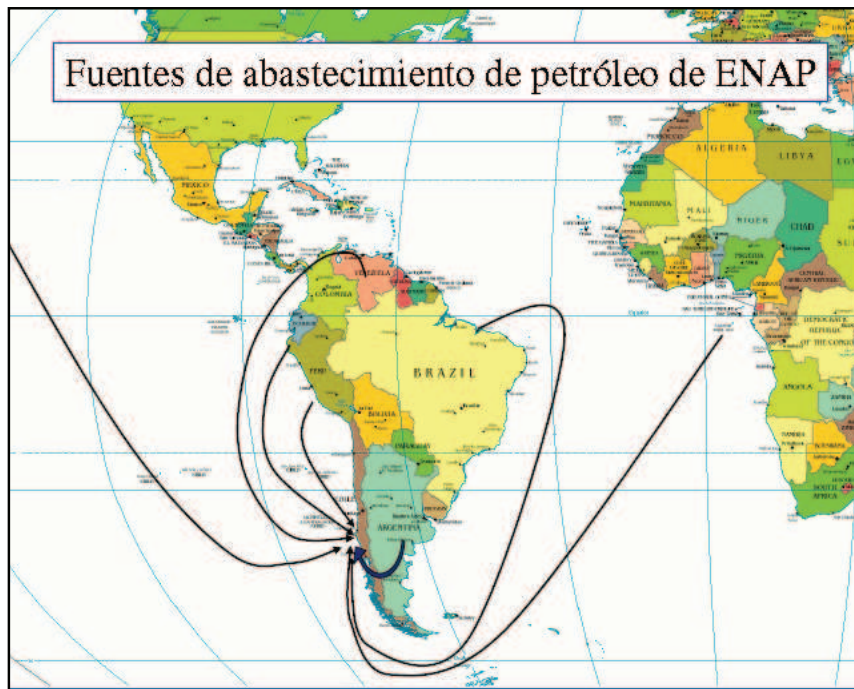


Fig. 3.3 Origen geográfico del abastecimiento de petróleo para ENAP.

3.2.2 Distribución de Hidrocarburos

En la distribución de los combustibles, existe una amplia variedad de empresas participantes, lo que en teoría da paso a un mercado “altamente competitivo”. Esto último puede quedar en discusión, ya que al existir una gran variedad de distribuidoras, pudiese dar lugar a la idea de una competencia perfecta, sin embargo, al ser una sola la principal abastecedora del combustible, queda en cierto modo sujeta y truncada la libre competencia. A lo anterior, es necesario agregar, que la ley liberó en 1982 el mercado de los combustibles, dando lugar a que la empresa distribuidora pueda importar directamente desde el exterior el producto a comercializar, en este caso, petróleo y sus derivados.

Las principales empresas que participan en la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo son:

- | | |
|---------|------------------------|
| - COPEC | - PETROLERA TRASANDINA |
| - ENAP | (TERPEL) |
| - ESSO | - TEXACO CHILE |
| - SHELL | - JLC COMBUSTIBLES |

Las empresas distribuidoras, presentan sucursales y centros de distribución a nivel nacional, donde en algunos casos, ciertas empresas están presentes solo en algunas regiones, como es el caso de JLC combustible, presente únicamente en la región Metropolitana.

Empresa distribuidora de Gas Licuado:

- | | |
|-------------|-------------------------|
| - ABASTIBLE | - GASMAR (filial Gasco) |
| - GASCO GLP | - ULIGAS |
| - LIPIGAS | - NORGAS S.A. |

Estas empresas compiten libremente entre ellas, aunque muchas veces, su ubicación estratégica, logran dominar ciertos sectores, especialmente en el área Industrial. A nivel comercial y doméstico, la competencia es más diversa, ya que al ser la distribución de GLP “móvil”, permite una amplia cobertura tanto a nivel urbano como rural.

3.2.3 Transporte, almacenamiento y logística (ENAP)

Como parte de sus actividades productivas en refinación y logística, ENAP ha desplegado una vasta red de oleoductos y poliductos (fig. 3.4) para el transporte de crudo y combustibles, en las zonas centro, centro sur y sur de Chile [5].

La filial ENAP Refinerías es propietaria del Oleoducto que se extiende entre la Refinería Bio-Bío, en Hualpén y la ciudad de San Fernando. Desde este punto el Oleoducto de ENAP se conecta con otro de la empresa SONACOL (Sociedad Nacional de Oleoductos), que se extiende hasta Maipú, en la Región Metropolitana.

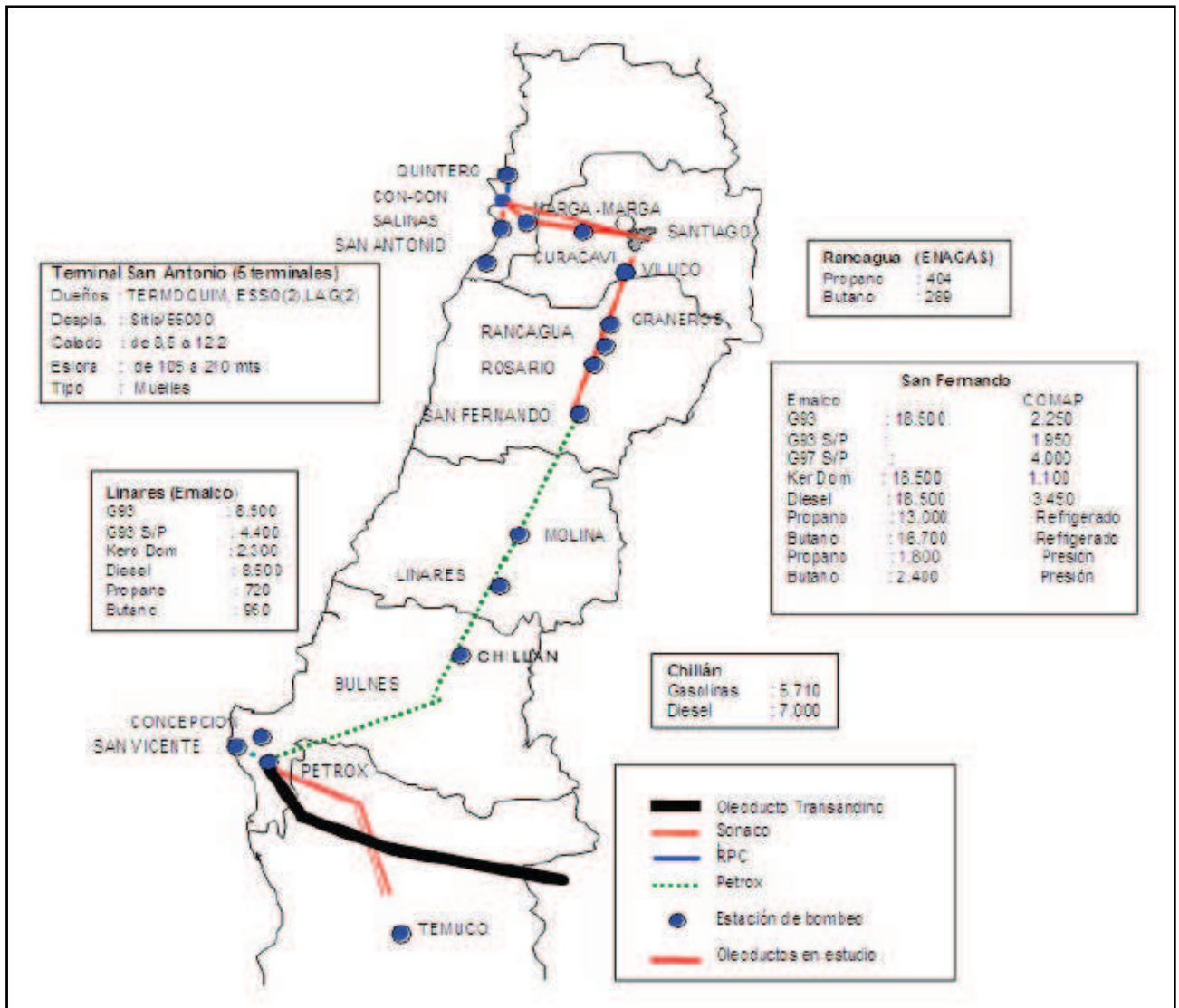


Fig. 3.4. Oleoducto ENAP, Refinería Bio-Bío.

ENAP es accionista de SONACOL que también es propietaria del poliducto que se extiende entre Refinería Aconcagua y la planta de almacenamiento en Maipú. También lo es de Electrogas S.A., sociedad propietaria del gasoducto que conecta a la Región Metropolitana con la Región de Valparaíso. ENAP también participa en la sociedad Oleoducto Trasandino Estenssoro-Pedrals, que conecta los yacimientos argentinos de petróleo ubicados en la provincia de Neuquén con Refinería Bio-Bío.

Respecto a la infraestructura de almacenamiento ENAP es propietaria de tres plantas de acopio de combustibles, ubicadas en Maipú, San Fernando y Linares que en total suman cerca 316.000 m³.

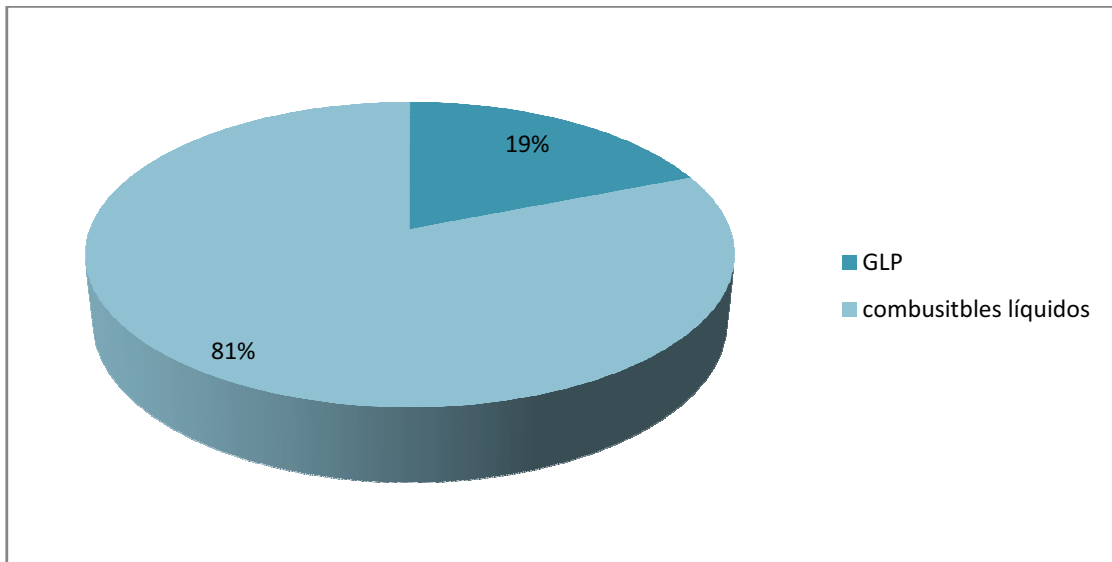


Fig. 3.5. Capacidad de almacenamiento de ENAP.

ENAP, por intermedio de ENAP Refinerías opera cinco terminales marítimos, a través de las cuales realiza sus importaciones y exportaciones de crudo y productos: en Quintero (Región de Valparaíso), San Vicente (Región de Bío-Bío) y Cabo Negro, Gregorio y Clarenia (Región de Magallanes y la Antártica Chilena). Estos terminales tienen una capacidad de almacenamiento total del orden de 6,3 millones de barriles equivalente de petróleo.

La fig. 3.5 indica el porcentaje de almacenamiento que ENAP dispone según el tipo de combustibles comercializado.

A través de GNL Quintero, empresa participada por ENAP en el negocio de regasificación de gas, se dispone de una capacidad de almacenamiento de 2,1 millones de barriles de gas pero estas cifras no se consolidan dentro de las de ENAP por no ser controladora de la sociedad.



Fig. 3.6. Oleoductos y centros de almacenamientos, zona central

3.2.4 Precio del combustible

En Chile, los precios de venta de los derivados del petróleo que ENAP aplica a través de sus contratos de suministro de combustibles con las empresas distribuidoras, se definen según el concepto de “paridad de importación”, el que constituye el ejercicio de importación de estos productos, que podría efectuar cualquier privado, para abastecer la demanda de combustibles a través de importaciones de volúmenes a una escala eficiente, desde un mercado líquido, con transacciones permanentes, cercano y de volúmenes totales suficientes para toda la demanda

nacional. Este mercado se define como el “Mercado de Referencia” que para efectos de la aplicación de la paridad de importación en el caso chileno, es el Mercado del Golfo de México en Estados Unidos (USGC).

Actualmente, del total de la demanda de combustibles en Chile, como ya se dijo, un 36% es abastecida a través de importaciones realizadas mayoritariamente por empresas privadas y en menor medida por ENAP, y el otro 64% es abastecido directamente por ENAP mediante su proceso de refinación de Aconcagua, Bio-Bío y Gregorio.

Para comprender mejor el funcionamiento del sistema de precios, es necesario definir algunos conceptos como: Precios Paridad, SIPCO y FEPP. Ambos, factores importantes a la hora de determinar el precio final a consumidores.

a) Precio paridad

La Comisión Nacional de Energía determina semanalmente los precios de paridad y de referencia de los combustibles, para efectos de la aplicación del Sistema de Protección al Contribuyente ante las Variaciones en los Precios Internacionales de los Combustibles creado por la Ley N°20.493; y el Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo de la Ley N°19.030 y sus respectivas modificaciones.

Los precios de paridad se determinan, en conformidad a lo dispuesto en las leyes N°20.493 y N°19.030, para los siguientes combustibles: gasolina automotriz, petróleo diesel, gas licuado y kerosene doméstico. Se entiende por precio de paridad a la cotización observada en los mercados internacionales relevantes (el principal es el de la Costa del Golfo de Estados Unidos), considerando el valor FOB (free on board), los costos de transporte, seguros, derechos de aduana y otros gastos y costos de internación, según corresponda. Por su parte, los precios de referencia son valores esperados que reflejan el precio del respectivo combustible en el mediano y corto plazo. Estos se determinan en base al valor del crudo WTI y un diferencial de refinación y los costos de transporte, seguros, derechos de aduana y otros gastos y costos de internación, según corresponda.

b) SIPCO: “*Sistema de Protección al Contribuyente ante las Variaciones en los Precios Internacionales de los Combustibles*”

El SIPCO fue creado por la Ley N° 20.493 publicada el 14 de febrero del 2011, con la finalidad de establecer un mecanismo de protección ante las variaciones en el precio internacional de los combustibles incluidos en la Ley N° 18.502, a través de una componente variable que se resta o se suma de la componente base del impuesto específico a los combustibles, cuando existe un crédito o un impuesto respectivamente. Este crédito o impuesto es determinado mediante diferenciales entre el precio de paridad de importación y los límites superior o inferior de la banda de precios de referencia para cada combustible. Dicha banda se establece como un $\pm 12,5\%$ del precio de referencia intermedio.

Principales características:

- Se aplica solamente a cuatro combustibles: gasolina automotriz, petróleo diesel, gas licuado de petróleo de uso vehicular y gas natural comprimido de uso vehicular.
- Mantiene la cobertura de la Ley N°19.030 para el kerosene doméstico (FEPP).
- Establece una componente variable a la componente base del impuesto específico. Dicha componente variable puede ser sumada o restada dependiendo de las condiciones internacionales de los precios en el mercado petrolero.
 - Productos: -Gasolina automotriz -petróleo Diesel -Gas licuado de petróleo de uso vehicular -Gas natural comprimido)
 - Banda de precio: $\pm 12,5\%$ sobre el precio de referencia Intermedio.
 - Precio de paridad: Cada uno de los productos es observado semanalmente en un mercado relevante o en dos mercados relevantes, determinándose la paridad respectiva. Los mercados observables son los de: Costa del Golfo de EE.UU, o el promedio de Costa del Golfo de EE.UU. y Nueva York.
 - Para el Precio de referencia se toma el precio WTI 1 (West Texas Intermediate), más un diferencial de refinación para cada producto.
 - La componente variable se resta o suma de la componente base del impuesto específico si el precio de paridad está por sobre o debajo de la banda de referencia.
 - La componente variable se determina como la diferencia entre el precio de paridad y el límite superior o límite inferior, según este por encima o debajo de la banda. Para

el gas natural comprimido, la componente variable es la que está determinada para el gas licuado vehicular multiplicada por el factor 1,5195

- El total de créditos proyectados, esto es, la suma de créditos e impuesto en las próximas 16 semanas, no debe exceder el 50% del saldo del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles al 30 de junio de 2010. El Servicio de Tesorerías informó que este monto corresponde a US\$180.736.228.88

c) FEPP - Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo

El FEPP fue creado en 1991, producto de la crisis del Golfo, de acuerdo a criterios que quedaron plasmados en la Ley 19.030. El principal objetivo del Fondo es buscar la estabilidad de los precios internos de los combustibles, aislándolos así de la volatilidad de corto plazo que afecta a los precios internacionales.

La Tabla 3.2 indica los precios de referencias fijados por la CNE, con vigencia desde el 9 de agosto. Datos tomados como base para el establecimiento de los precios comerciales.

Tabla 3.2 Precios de referencia combustibles. ^[26]

COMBUSTIBLE	Precio de Referencia (USD/m ³)		
	Inferior	Intermedio	Superior
Gasolina Automotriz	666,4	761,6	856,8
Petróleo Diesel	664,7	759,7	854,7
Gas Licuado de Petróleo de Consumo Vehicular	261,9	299,3	336,7

Fuente: CNE

3.3 Mercado del gas natural en Chile

El gas natural en Chile se caracteriza por ser un combustible proveniente, en su mayoría, desde zonas trasandinas en Argentina. Esta característica en particular ha marcado la historia del empleo de gas natural en Chile, tales son los casos de los cortes de suministro efectuados por dicho país en los años 2004 y 2007, donde prácticamente el abastecimiento llegó a cero. Sin embargo, se han desarrollado proyectos y medidas de solución para instaurar una “dependencia” importante referente al principal proveedor de gas natural para Chile.

3.3.1 Transporte, distribución y comercialización.

El transporte del gas queda sujeto a la capacidad instalada de Gasoductos y a los propietarios de dichas redes.

La distribución de gas natural es más centralizada, es manejada por empresas específicas y en su mayoría tienen ciertas áreas determinadas de influencia. Lo anterior se puede justificar debido al tipo de negocio, ya que el principal y único medio de transporte es mediante gasoductos, debido a esto, el número de Empresas que pueden participar en la distribución es altamente limitado.

Transportadoras de gas natural:

- ELECTROGAS S.A.
- GAS ANDES S.A.
- GASODUCTO NORANDINO S.A.
- GASODUCTO TALTAL LTDA.
- GASODUCTO ATACAMA CIA. LTDA.
- GASODUCTO DEL PACÍFICO-COMGAS
- INNERGY TRANSPORTE S.A
- ENAP MAGALLANES

Distribuidoras de gas natural:

- ENERGAS S.A.
- GAS VALPO S.A.
- METROGAS S.A.
- Gassur S.A.
- Gasco Magallanes
- Intergas
- AGN Chile S.A.

Comercializadoras de gas natural:

- DISTRINOR S.A.
- INNERGY COMERCIALIZADORA S.A.
- Progas S.A.

3.3.2 Gasoductos

Desde 1961 ENAP ha construido más de 1.400 km de gasoductos en la región de Magallanes, la gran mayoría asociada a la explotación de gas natural de los yacimientos de la zona y su procesamiento en las plantas de Cullen y Posesión. En el año 1971, inició sus operaciones el gasoducto Posesión - Cabo Negro, el primero de tipo comercial de país, construido por ENAP para abastecer el consumo de gas residencial y termoeléctrico de Punta Arenas y algunas instalaciones intermedias. En 1996, inicia sus operaciones en Tierra del Fuego el Gasoducto Bandurria, el primer gasoducto de interconexión entre Chile y Argentina, con el objetivo de transportar gas argentino para los requerimientos de la ampliación de la planta de metanol de METHANEX y, con similar objetivo, en 1999 inició sus operaciones una ampliación parcial significativa del Gasoducto Posesión - Cabo Negro y dos nuevas interconexiones con Argentina en el sector continental del Estrecho de Magallanes (Dungeness - DAU 2 y Cóndor - Posesión).

a) En la zona Norte:

En 1999, iniciaron sus operaciones los gasoductos GASATACAMA y NORANDINO, en la II Región. Ambos transportan gas natural desde Argentina hasta centrales de ciclo combinado ubicadas en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y hacia centros mineros e industriales de la zona.

Durante el 2000, entra en funciones el Gasoducto Taltal, proyecto asociado al gasoducto GAS ATACAMA, que tiene por objetivo el abastecimiento de futuras centrales generadoras en la parte norte del SIC.

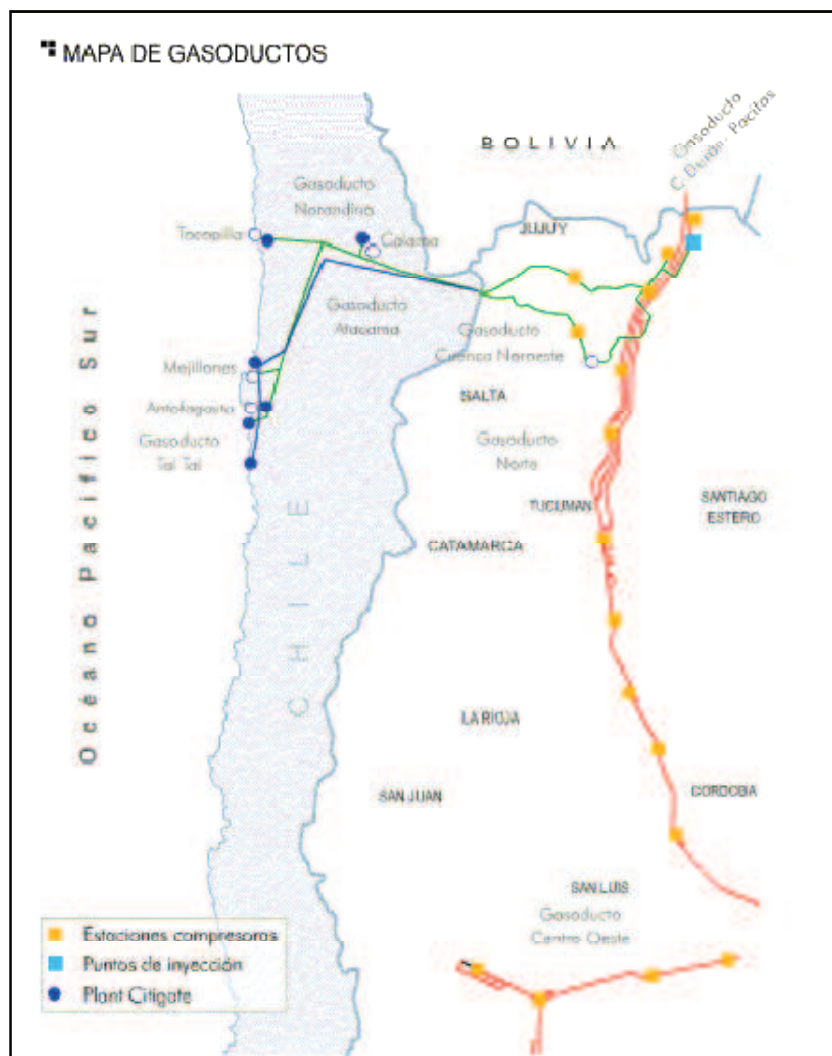


Fig.3.7 Gasoductos en la zona norte del país.

Fuente: CNE

b) En la zona Sur:

En agosto de 1997, se iniciaron las importaciones de gas natural argentino a la zona central de Chile a través del gasoducto internacional GASANDES, el cual transporta gas desde la Cuenca Neuquina para el abastecimiento de la compañía distribuidora de Santiago y centrales termoeléctricas del SIC. El abastecimiento de la V región, desde el city gate de GASANDES, lo realiza el gasoducto nacional ELECTROGAS, desde 1998.

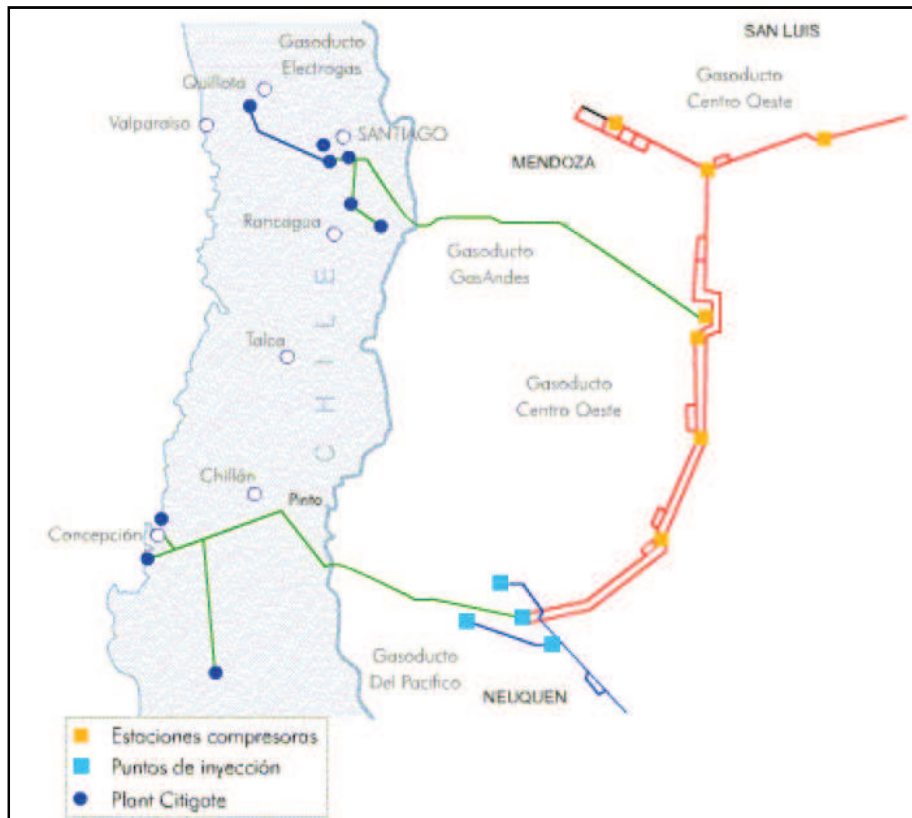


Fig. 3.8 Mapa Gasoductos zona centro.

Fuente: CNE

Gasoducto del Pacífico, inició el transporte de gas natural desde la cuenca neuquina hasta la VIII Región, en octubre de 1999, para abastecer principalmente a empresas distribuidoras industriales y residenciales de la zona. En este contexto se crea INNERGY Transportes, proyecto asociado a Gasoducto del Pacífico que tiene por objetivo el abastecimiento de gas natural a clientes industriales de la región.

El sistema que abastece de gas natural a la octava región, provienen netamente de importaciones provenientes del exterior, transportado por gasoducto GASANDES. De este modo, la disponibilidad del combustible es netamente dependiente de las importaciones.

c) Descripción y caracterización de los Gasoductos construidos en el país.

- **Gas Atacama:** propiedad de CMS Energy y Endesa. De una longitud de 940 km, conecta el yacimiento de Cornejo, provincia de Salta, con Calama y Mejillones (ii

región). Abastece la central Atacama (ciclo combinado, 780 MW) y la distribuidora Progas.

- **Nor Andino:** Propiedad de la Belga SUEZ TRACTEBEL y Southern electric. De una longitud de 780 KM. Conecta el yacimiento de Pichanai, provincia de Salta, con María Elena (II región), dirigiéndose a Tocopilla y Mejillones. Abastece a generadores Edelnor, electro andina y a la comercializadora Distrinor.
- **Gas Andes:** Propiedad de AES Gener (13%), Metrogas (13%), CGC(17,5%), Total GasAndes (10%), total Gas y electricidad Chile S.A. (46,5%). De una longitud de 463 km. Transporta Gas natural de Neuquén desde la Mora, provincia de Mendoza, a San Bernardo (RM), extendiéndose por toda la zona central. Abastece a MetroGas, Nehuenco y San Isidro.
- **Del Pacífico:** Propiedad de TransCanada (30%), YPF (10%), Gasco(20%), el Paso Energy (21,8%) y Enap (1,2%). De una longitud de 540 km. Conecta el yacimiento Loma La Lata (cuenca de Neuquén) con Talcahuano, cerro la U, Coronel, Las Mercedes, Las Palmas y Necimient (VIII región). Abastece a conglomerado Innergy soluciones Energéticas S.A.
- **Cóndor-Posesión** (3 gasoductos): de propiedad de ENAP y Rapsol YPF. Posee 9 km de extensión, transporta desde el yacimiento Cóndor, en la cuenca Austral, hacia la planta Posesión. Bandurria/cullen (48 km de extensión) transporta desde el yacimiento Planta san Sebastián, en tierra del Fuego (argentina), hacia la planta Cullen (Chile). Patagónico (33 km de extensión) transporta desde el yacimiento Austral, en Argentina, a Punta Arenas. Inyecta Hidrocarburo a Methanex, el productor más grande de metanol en el Mundo.

3.3.3 Precios del gas

El precio del gas natural es libre en todas las regiones donde se comercializa con excepción de la región de Magallanes, donde por sus condiciones especiales la ley establece un sistema de fijación de precios.

Los precios son de dominio público y las empresas están obligadas a publicarlos en sus oficinas comerciales, en periódicos de circulación en sus zonas de distribución y en sus sitios de internet.

En general las empresas aplican la siguiente relación para obtener el precio final del gas:

$$cargov_{variable} = consumo_{mensual} * Precio_{medio}$$

Donde existe un algoritmo de cálculo para determinar el precio medio, el cual es variable del nivel de consumo de la empresa. La tabla 3.3 muestra el precio medio del combustible para diversos niveles de consumo mensuales.

Tabla* 3.3. Precios del gas natural

Tramo acumulado (m ³)		Costo (\$/m ³)
1	4	1.960
5	38	1.005
39	50	368
51	57	107
58	65	1.351
66	115	1.014
116	228	1.000
229	810	856
811	2.500	843
2.501	3.001	834
3.002	9.999	828
10.000	19.999	780
20.000	29.999	775
30.000	y más	773

Fuente: GasSur

*Tabla indicada sólo como referencia, por lo cual no representa los precios aplicados al caso en estudio

3.4 Análisis de impacto ambiental por alternativa de combustible

Existe consenso y preocupación a nivel global, acerca de las emisiones de gases efecto invernadero producto de la quema de combustibles fósiles. Pese a lo anterior, es un común y grave error utilizar las emisiones de dióxido de carbono como único criterio de comparación entre distintos combustibles. Lo anterior se debe a que los procesos de extracción de petróleo, carbón y los distintos tipos de gas natural son muy distintos, requiriendo tecnologías que producen contaminación e impacto ambiental disímil.

De este modo, es necesario analizar el impacto ambiental por dos frentes: a nivel de combustible (gas natural v/s glp v/s petróleo) y a nivel de extracción.

3.4.1 Emisión de gases efecto invernadero

Un gas de efecto invernadero (GEI) es aquel que a nivel atmosférico absorbe y emite radiación dentro del intervalo electromagnético infrarrojo, produciendo acumulación de calor y un consecuente aumento de temperatura en la biosfera terrestre. Los gases efecto invernadero más comunes son: vapor de agua, dióxido de carbono, metano, óxido nítrico y ozono.

Sin estos gases, la temperatura en la superficie terrestre sería, en promedio, 33°C menor. El problema está en que la emisión de CO₂ depende linealmente de la energía consumida, la cual ha aumentado de forma abrupta desde la revolución industrial. Producto de esto, las partes por millón (ppm) del CO₂ atmosférico han aumentado (desde 1850) de 280ppm a 390ppm incrementando la temperatura global en promedio en 0.5 °C (proyectándose 1 °C para 2020 y 2°C para 2050) y creando un preocupación ambiental a nivel mundial.

El análisis a nivel de combustible se divide en dos: emisión total anual de CO₂ producto de distintos combustibles fósiles y eficiencia energética de éstos, respecto a la cantidad de CO₂ emitido.

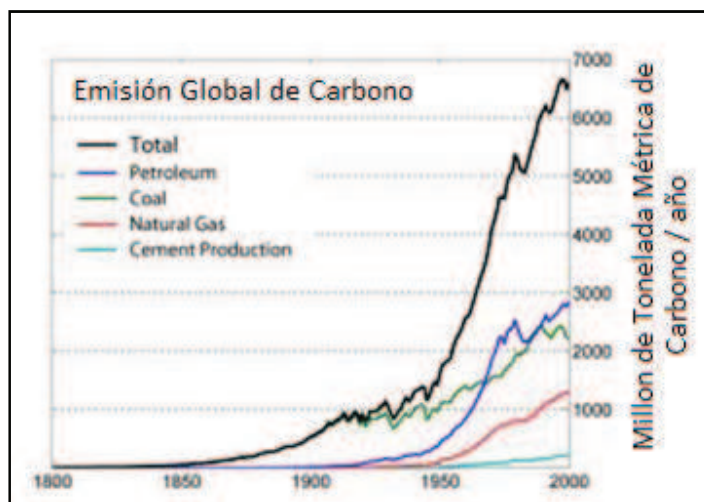


Fig. 3.9 Emisiones de Carbono por Combustible

Desde los años 50, la producción de energía a través del gas natural ha aumentado notoriamente. Esto se aprecia observando la *Figura 3.9* y considerando la relación de proporcionalidad entre las emisiones de CO₂ y energía consumida. El aumento de la presencia de gas natural en la matriz energética mundial se debe principalmente, a la escasez del petróleo y las consecuentes alzas de precio experimentadas en las últimas décadas.

Existe otra razón, que hacer referencia a la eficiencia de estos tres combustibles respecto a la cantidad de CO₂ que emiten. Esta relación es mostrada en la tabla 3.4

Tabla 3.4: masa de CO₂ por unidad de energía

Combustible Fósil	CO ₂ emitido (lbs/MMBtu)	CO ₂ emitido (g/MJ)
Gas natural	117	50,3
Propano	139	59,76
Gasolina Auto	156	67,07
Madera	195	83,83
Carbón (antracita)	227	97,59

3.5 Caracterización de GLP

El gas licuado de petróleo, tiene su origen en el tratamiento que se le da al petróleo crudo y/o al gas natural en sus fases de refinamiento.

Los hidrocarburos cuyos componentes son hidrógeno y carbono, se presentan bajo tierra tanto en fase líquida como fase gaseosa. Se formaron en el transcurso de millones de años, cuando grandes masas de materiales orgánicos quedan atrapadas bajo tierra, estas bajo la acción de altas presiones y temperaturas se fueron transformando en petróleo crudo (hidrocarburo líquido) y en gas natural (hidrocarburo gaseoso).

El gas natural se lo puede hallar disuelto en el petróleo crudo como gas asociado, en pozos donde el producto dominante es el petróleo. También se puede encontrar como gas libre no asociado donde el producto dominante es el gas o en mezclas de hidrocarburos, tanto gaseosos como líquidos en los llamados pozos de condensados.

El gas licuado, es la mezcla de gases condensables presentes en el gas natural o disuelto en el petróleo, principalmente gases como el Propano y el Butano. Estos a temperatura ambiente y presión atmosférica se encuentran en fase gaseosa, se caracterizan porque son fáciles de condensar dando lugar a su nombre.

Posee una combustión más limpia y pura que otros combustibles, tales como la leña, el carbón, el kerosén y el petróleo. Permite ser envasado en fase líquida en condiciones adecuadas y con ello darle utilización domiciliaria, de fácil acceso y uso.

En el crudo, la mayor presión de vapor la tienen el propano y el butano, antes del transporte del crudo se debe reducir este inconveniente por lo que se separaban durante el proceso de “estabilización” en el campo de extracción. El crudo “estabilizado”, al llegar a las refinerías se procede a separar las cantidades variables de GLP que oscilan entre un 2–3%, mediante la primera etapa de destilación o fraccionamiento (torre atmosférica).

Además de estos orígenes naturales del GLP, éste se obtiene como subproducto de una serie de procesos de refinería que se listan a continuación:

- “Reformado Catalítico”: Se alimenta de naftas ligeras para producir aromáticos y gasolinas. El rendimiento en GLP está entre un 5 a 10%.
- “Cracking Catalítico”: Se alimenta de gas-oil o nafta produciendo etileno y propileno para petroquímica. El rendimiento en GLP está entre un 5 a 12%.
- “Steam Cracking”: Se alimenta con gas-oil o nafta produciendo etileno y propileno. El rendimiento en GLP está entre un 23 a 30%.
- “Polimerización y Alquilación”: Se alimentan de butanos para producir gasolinas. El rendimiento en GLP está entre un 10 a 15%.
- “Cracking Térmico”: Se alimenta de gas-oil y fuel-oil para producir gasolina. El rendimiento en GLP está entre un 10 a 20%.
- “Coking y Visbreaking”: Se alimenta de gas-oil pesado y residuo para producir coque. El rendimiento en GLP está entre un 5 a 10%.

El propano comercial se usa principalmente como combustible en instalaciones centralizadas para el sector residencial, industrial, comercial y automotriz. El bajo punto de Ebullición (-45 °C, a presión atm.) del propano hace posible emplearlo en condiciones de bajas temperaturas.

3.5.1 Corrosión

Los GLP, no corroen el acero ni al cobre o sus aleaciones y no disuelven los cauchos sintéticos por lo que éstos materiales pueden ser usados para construir instalaciones. Disuelven las grasas y el caucho natural, por eso hay que utilizar materiales sintéticos que no sean atacados por el propano, como el teflón para las juntas, entre otras.

3.5.2 Toxicidad

Los G.L.P. no son tóxicos. Únicamente en el caso de combustión incorrecta debido a un defecto de oxígeno (menos aire), puede producir monóxido de carbono que es sumamente tóxico por eso es importante tener cuidado con aparatos que funcionan en locales cerrados o al realizar las chimeneas.

La tabla 3.5 indica las propiedades físicas y químicas de los GLP más comunes, éstas se utilizan para fines de cálculo en el desarrollo del estudio.

Tabla 3.5 Características físicas y químicas de los GLP

CARACTERÍSTICAS GLP		
	PROPANO	BUTANO
Fórmula química	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀
Cantidad de odorizante adicionado (gr/m ³)	0,0015	0,0021
Punto de ebullición (°C) a p atm.	-42,1	-0,5
Límite inferior de inflamación; % gas en aire	2,37	1,8
Límite superior de inflamación; % gas en aire	9,5	8,44
Densidad del gas relativa al aire (aire=1; kg/m ³)	1,822	2,006
Densidad del gas relativa al agua (agua=1; kg/m ³)	508	584
Poder calorífico superior (kJ/kg)	50.651	49.813
Poder calorífico inferior (kJ/kg)	46.046	-
Masa molar (kg/kmol)	44,097	58,124
Punto de congelación (°C)	-187,65	-138,35
Temperatura crítica (°C)	96,65	152,05
Presión crítica (kPa)	424	380
Volumen crítico (cm ³ /mol)	203	255
Temperatura de llama en aire (°C)	1925	1895
Velocidad máxima propagación de llama (cm/s)	30	30

Fuente: elaboración propia

3.5.3 Odorizantes

Los GLP carecen de color y de olor natural por lo que, para poder detectar por el olfato eventuales fugas que pudiesen tomar lugar, se les añade antes de su distribución un odorizante a base de mercaptanos. El olor es sentido cuando todavía se encuentra la mezcla por debajo del límite de inflamabilidad.

3.5.4 Contaminación

La combustión de GLP no contamina la atmósfera. Los productos de la combustión son solo CO₂ y H₂O. Los GLP no se disuelven en agua ni la contaminan.

3.5.5 Grado de llenado de un estanque de almacenamiento

Los GLP en fase líquida se dilatan por la temperatura más que los recipientes que los contienen. Por tanto, éstos no se han de llenar plenamente para así poder absorber el diferencial de dilatación pues de lo contrario se producirán excesos de presión no deseables. El grado de llenado máximo establecido reglamentariamente para estanques con capacidad superior a 5m³ es de un 85% considerando la masa en volumen a 20°C.

Capítulo 4 ESTUDIO TÉCNICO

4.1 Objetivo del Estudio Técnico

El estudio técnico tiene por finalidad dimensionar los componentes principales de la red de combustible de respaldo. Además el estudio debe determinar aquellos componentes de mayor incidencia, desde un punto de vista económico, en el proyecto; con el propósito de obtener el valor de los costos económicos que implica la implementación y operación del sistema. Lo anterior presenta alta relevancia al momento de definir y parametrizar el análisis económico respectivo.

La red de respaldo se puede subdividir en dos fases o áreas principales: cálculo y dimensionamiento del sistema de almacenamiento y las redes de distribución, y diseño del sistema de interconexión del combustible actual y del nuevo a los equipos operacionales, de modo que se puede intercambiar ambas opciones de modo simple y práctico.

Si bien el estudio técnico se basa en lo establecido por la normativa Chilena, aplicable al caso, es necesario mencionar que parte importante de los componentes y sistemas definidos (en especial para el sistema de dualidad de los equipos) responden a requisitos y exigencias impuestos por la empresa Moly-Cop.

4.2 Descripción Técnica de la planta y de los Equipos Térmicos.

4.2.1 Equipos Térmicos

La planta cuenta con cinco equipos térmicos principales, los cuales representan el mayor porcentaje de consumo de combustible global. Estos equipos se encuentran distribuidos según el área de proceso que involucran. La designación correspondiente a estos equipos es: Piscinas de calentamiento (RF1, RF2 y LF5), Horno inclinado (HI1) y Horno de revenido (HR1); distribuidos según lo mostrado en la figura 4.4 (pág. 46).

Las presiones de operación de cada quemador quedan determinadas por el tipo y capacidad de cada uno. Sin embargo, se determina que las presiones requeridas en cada punto de distribución, antes de pasar por cada etapa de regulación, son similares. Esto se explica con mayor detalle en el capítulo de cálculo de las redes.

A continuación se caracteriza el tipo de quemador presente en cada equipo térmico según su utilización. El caudal de GLP es estimado según $PCI=92.110 \text{ kJ/m}^3$

a) Quemador Horno Inclinado

El proceso realizado en el equipo requiere alcanzar elevadas temperaturas de operación (sobre 800°C) y para ello dispone de dieciocho quemadores distribuidos equitativamente en ambos costados (Fig. B10, Anexo B). El proceso en sí, requiere de una configuración particular de calentamiento, por lo que los quemadores utilizados poseen características similares.

Cada quemador posee una dimensión característica, para la entrada de aire, la cual determina el modelo específico. En este caso es de 1 ½”, lo que indica que es un quemador de la serie 6422-3 (Fig. 4.1).

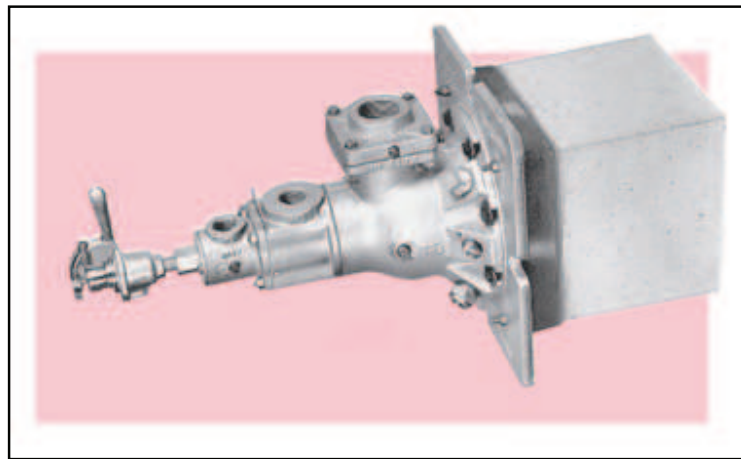


Fig. 4.1 Modelo del quemador 6422-3.

Este modelo corresponde a un quemador de alta velocidad. El tipo de quemador es de amplia utilización en equipos de tratamientos térmicos y en hornos de fundición de elementos no ferrosos, además de otras aplicaciones en las cuales se requiere de una temperatura uniforme en el proceso. Posee un mezclador sellado, para gas o petróleo, que permite lograr un rango de mezcla estable. Una caracterización del HI1 se indica en la Tabla 4.1

Tabla 4.1 Características Horno quemador HI1.

Equipo	Presión Entrada Red antes de Regulación (kPa)	Nº Quemadores	Potencia / Quemador (kW)	Potencia Total (kW)	GLP (m³/h)
HI1	206 [2,06 bar]	18	104 [0,355 MMBtu/h*]	1.872	73

* considera una presión de entrada de 1PSI (6,894 kPa).

b) Quemador horno revenido

Este equipo térmico cuenta con un sistema compuesto por una cámara de combustión la cual calienta un flujo de aire inducido a través de ella, de este modo el aire aporta calor al producto en su interior. Para esto, el equipo dispone de 3 quemadores, quienes en su conjunto permiten realizar el proceso.

El tipo de quemador empleado corresponde a un equipo “TEMPEST III, 6435-6” (Fig. 4.2). Posee la particularidad de ser un quemador “dual” tanto para gas natural como para petróleo diesel o liviano. En el caso de realizar un cambio de combustible, bastará con modificar las presiones de entrada tanto del aire como del combustible.

Entre otras características de esta serie de quemadores se puede mencionar:

- Alta velocidad de combustión
- Amplio rango de estabilidad;
- Rangos de capacidad desde 38 kW hasta 468 kW (0,13 MMBtu/h hasta 1,6 MMBtu/h)
- Facilidad y practicidad al momento de necesitar realizar inspecciones o mantenimiento. Además las tuberías de gas y aire no necesitan ser removidas para este tipo de actividad.
- Conexión red gas 38,1 mm (1 ½”)

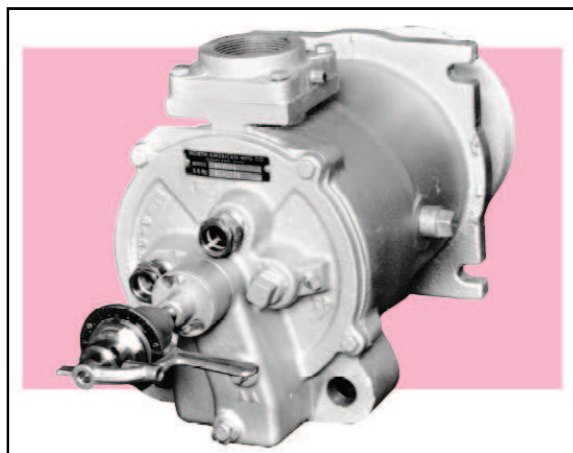


Fig. 4.2 Quemador Tempest III, serie 6435

Otras características se indican en la Tabla 4.2

Tabla 4.2 Características horno quemador HR1.

Equipo	Presión entrada red antes de regulación (kPa)	N° quemadores	Potencia / quemador (kW)	Potencia total (kW)	GLP (m ³ /h)
HI1	206 [2,06 bar]	3	439 [1,5MMBtu/h]	1318,97	51

c) Quemadores piscinas de calentamiento de agua.

Como se describió en el capítulo 2, parte del proceso productivo implica un enfriamiento brusco (temple) del producto el cual es realizado en agua. Esta agua necesita una temperatura particular de inicio, por lo que necesita de alguna fuente energética para obtener dicha temperatura. Para ello se dispone de un sistema de calentamiento piro-tubular por cada línea productiva.



Fig.4.3 Quemador Inspirators FNA, sistema mezcla venturizada.

Los quemadores (fig. 4.3) instalados en cada línea corresponden a quemadores del tipo atmosférico [8]. Poseen un sistema de auto regulación del aire para la combustión (tipo inspirator). Esto basa su funcionamiento en las propiedades dinámicas de los gases, donde al pasar el gas a presión por el quemador, éste induce sobre el aire exterior un flujo forzado por medio de la abertura dispuesta para ello, y luego es mezclado con el gas a través del “venturi”, producido a lo largo del brazo del quemador para finalmente llegar hasta la zona de ignición.

La Tabla 4.3 caracteriza los requerimientos energéticos de las tres piscinas de calentamiento de agua. Además se indica el consumo total de la energía demandada por los cinco equipos en su conjunto.

[8] Para mayor información acerca del tipo de quemadores revisar Anexo C “Clasificación de quemadores”

Tabla 4.3 capacidades térmicas por cada línea de proceso

Equipo	Presión entrada red antes de regulación (kPa)	N° quemadores	Potencia / quemador (kW)	Potencia total (kW)	GLP (m ³ /h)
RF1	206	4	255 [0,87 MMBtu/h]	1020	38
RF2	206	2	645 [2,2 MMBtu/h]	1290	50
LF5	206	1	322 [1,1 MMBtu/h]	322	13
Equipos térmicos	-	-	-	5.822	225

4.2.2 Consumo de energía

Los procesos, en su conjunto, que se realizan en la planta implican una alta demanda de energía. Por ello la importancia de optimizar el consumo y distribución de ésta es de gran impacto en las cifras económicas asociadas a la producción.

Como se mencionó en el capítulo 2, para la zona de calentamiento se requiere de una alta cantidad de energía, en este proceso el acero debe ser llevado a temperaturas cercanas a los 1200 °C. Para que el proceso global sea eficiente, el proceso de calentamiento debe ser “rápido” y efectivo. En vista de lo anterior, la mejor opción para suministrar esta energía es la inducción eléctrica. A pesar de que el costo de la electricidad es “algo elevado”, en cuanto a tiempo, limpieza y eficiencia, fácilmente deja fuera de competencia a cualquier otra opción aplicable al proceso.

Otra línea de producción que requiere de bastante energía térmica es el proceso definido por el horno inclinado. En este proceso se debe llevar el producto hasta temperaturas elevadas, lo cual requerirá de un importante aporte energético por parte del combustible a emplear.

Además de su precedente, el horno de revenido representa parte importante del consumo energético del proceso global. La temperatura alcanzada en esta etapa no es tan alta como en el horno inclinado, pero si requiere de importantes tiempos de operación y por consiguiente un consumo considerable de combustible.

El ciclo realizado en la zona de temple, condiciona la temperatura de operación del agua de proceso. Para ello es necesario emplear algún proceso que permita adquirir la temperatura deseada

para el agua. El proceso utilizado actualmente corresponde a una piscina de temple la cual posee ductos de evacuación de gases y desde ellos el agua obtiene la energía necesaria para alcanzar la temperatura de inicio deseada. El intercambio se produce por la evacuación de gases calientes originados por la combustión del combustible empleado.

Como base para la obtención de los datos referentes a consumos relevantes de los procesos, se utilizará el registro de 12 meses de operación de la planta, los cuales comprenden el período comprendido entre mayo del 2011 y mayo del 2012.

En la Tabla 4.4 se indica la cantidad de energía consumida mensualmente que corresponde a la potencia utilizada por el total de los equipos.

Tabla 4.4 Consumo equipos tratamientos térmicos

Mes (2011/2012)	ENERGIA MMBtu/Mes	kW*	MMBtu/h*	Mcal/h*
Mayo	2.863	1.166	3,98	1.002
Junio	3.153	1.283	4,38	1.104
Julio	3.585	1.459	4,98	1.255
Agosto	2.826	1.152	3,93	989
Septiembre	4.083	1.661	5,67	1.429
Octubre	3.042	1.239	4,23	1.065
Noviembre	4.170	1.697	5,79	1.459
Diciembre	3.728	1.518	5,18	1.305
Enero	3.522	1.433	4,89	1.233
Febrero	3.249	1.321	4,51	1.137
Marzo	3.476	1.415	4,83	1.217
Abril	3.718	1.512	5,16	1.301
Mayo	6.379	2.596	8,86	2.233
Promedios	3.676	1.497	5,11	1.287

*Para hacer la conversión a energía/h se considera un mes de 30 días y 24 horas.

4.3 Almacenamiento y redes de distribución

El desarrollo aquí expuesto, determina las principales características del sistema y además ofrece las pautas para realizar el dimensionado de las instalaciones de almacenamiento y distribución de gas, cumpliendo con los requisitos técnicos establecidos por la normativa Chilena mediante los Decretos Supremos *D.S Número 29*^[8] y *D.S Número 66*^[11]. Además se definen los equipos y características propias que tendrá el sistema de combustible propuesto. Se emplearán referencias de Normas Europeas y Americanas, las cuales se indicarán cuando fuese propicio.

La red de gas debe ser alimentada desde una estación fija de aprovisionamiento. Por ello se estiman y definen los parámetros y características tanto del sistema que almacena el combustible como de las redes que distribuyen hacia los diferentes equipos al combustible en cuestión.

4.3.1 Componentes de la instalación.

Aquellos más relevantes son:

- Estanque de almacenamiento; estos deben cumplir con los requisitos y normas mínimas de seguridad establecidas en el *D.S. número 29 Del Estado de Chile*.
- Accesorios para los estanques que garanticen su hermeticidad
- Líneas de distribución de gas, en fase de vapor de media y baja presión.
- Sistema de regulación de dos etapas
- Accesorios para cambio de dirección y unión en tuberías
- Válvula de corte rápido
- Elementos de seguridad para cortes de emergencia.

4.3.2 Almacenamiento

El sistema de abastecimiento del combustibles debe ser mediante estanques fijos, desde el cual se suministrará el gas a cada una de las redes de tuberías dispuestas de modo tal de alimentar cada punto de consumo (figura 4.4) según la presión y caudal definida en las tablas correspondientes al consumo de cada equipo.

La operación con GLP requiere disponer de un área específica para el almacenamiento del combustible, en este caso se emplea parte de la zona ya dispuesta por Moly-Cop para estos fines. El área particular involucrada es función directamente del tamaño del o los estanques contenedores.

Entonces, una variable importante a definir es cuán grande deben ser los estanques a seleccionar, para ello se debe considerar parámetros tales como: flujo volumétrico demandado, niveles de llenado y vaciado permisibles para el recipiente, capacidad de vaporización del líquido contenido y tiempo o período de autonomía de operación del sistema, entre otros.

Según requerimientos normados, las áreas en que se encuentren conjuntos de estanques, como por ejemplo, lugares de almacenamiento y/o llenado deben ser cercadas, de modo que queden separadas de vías o áreas de uso público. Otras medidas de seguridad prevención se especifican en el Anexo F.

a) Cálculo de Necesidades de almacenamiento

Una primera definición que se debe conocer es la capacidad de almacenamiento que se requiere para el sistema. Para ello es necesario considerar parámetros y variables tales como la potencia requerida por los equipos, lo cual a su vez determinará el consumo volumétrico diario de GLP; la capacidad de llenado que permite cada estanque, el tiempo de autonomía que se determine y considere como aceptable logísticamente, entre otros.

Para el cálculo del volumen de almacenamiento se basa el procedimiento en la siguiente relación^[1]:

$$V_{dep} = C_{liq} * \frac{A}{0,65} \quad (4.1)$$

Donde:

V_{dep} : Volumen del depósito [m³]

C_{liq} : Consumo volumétrico por hora de gas en fase líquida [m³/h]

A : Autonomía del depósito.[h]

0,65 : volumen útil de la capacidad total de llenado.*

**La capacidad máxima de llenado es de un 85% y el volumen mínimo de reserva corresponde a un 20% (según DS 29), así el volumen útil corresponde a 85% - 20% = 65%*

a.1) Consideraciones:

Para evaluar la capacidad requerida de almacenamiento se emplean los siguientes criterios

- El consumo másico por día de combustible, se establece la demanda en base al valor de la potencia máxima consumida. De la Tabla 4.4 se tiene que el consumo máximo corresponderá al requerido para una potencia de 2.596 kW.
- Tratándose de distribución de GLP a nivel industrial, implica que el principal componente de la mezcla corresponde a gas propano. De este modo, los valores y propiedades empleadas en los cálculos, corresponderán a las propiedades de éste. Las propiedades están indicadas en la Tabla 3.5
- Se toma un período de autonomía mínimo equivalente a 60 horas continuas de operación^[**].

Para el caso se tiene que:

$\rho_{Prop-liq}$: 508 [kg/m ³]
$\rho_{Prop-gas}$: 1,822 [kg/m ³]
P_o	: 9.345.600 [kJ/h]
A	: 60 [h]
$PCI_{Propano}$: 46.046 [kJ/kg]

a.2) Consumo másico de líquido.

Para aplicar la ecuación 4.1 se necesita conocer el flujo másico de líquido por día.

$$C_{vap} = \frac{P_o}{PCI_{Propano}} \quad (4.2)$$

$$C_{vap} = \frac{9.345.600}{46.046}$$

$$C_{vap} = 203 \left[\frac{kg}{h} \right]$$

$$C_{liq} = \frac{C_{vap}}{\rho_{Prop-liq}} \quad (4.3)$$

$$C_{liq} = \frac{203}{508}$$

$$C_{liq} = 0,3396 \left[\frac{m^3}{h} \right]$$

[**] Este valor deriva del promedio del período de autonomía para la recarga de estanques de combustibles. Cifra referente a datos entregados por personal de planta con experiencia en el área.

a.3) Volumen del depósito

$$V_{dep} = \frac{0,3396 \left[\frac{m^3}{h} \right] * 60[h]}{0,65}$$

$$V_{dep} = C_{liq} * \frac{A}{0,65}$$

$$V_{dep} = 31,35 m^3$$

Así, el estanque de almacenamiento debe poseer una capacidad aproximada de 32 m³. Esto permite una operación autónoma de los equipos por un periodo de 60 horas continuas, operando los equipos según las condiciones dadas para el consumo correspondiente al mes de mayo de 2012. Se resalta esto último, ya que se espera un nivel de producción similar y quizás mayor en el corto plazo.

b) Selección del Estanque

Se prioriza la utilización de estanques aéreos versus los enterrados, esto por un tema de disposición y localización de equipos al interior de la superficie de la planta.

Para basar la selección y caracterización del tipo de estanque a instalar, se emplea un catálogo comercial de la empresa “Lapesa” (anexo A), desde el cual se extrae la siguiente información:

De la Tabla A.1 tenemos que el modelo “LP 34” posee las siguientes características:

Capacidad Nominal :33,6 [m³]

Radio : 1,75 [m]

Superficie :82 [m²]

Descarga Seguridad : 395,3 [m³/min aire](flujo válvula de seguridad)

Es necesario re-calcular la autonomía del depósito. Se tiene que la autonomía real será:

$$A_R = V_{dep} * \frac{0,65}{C_{liq}}$$

$$A_R = 33,6 * \frac{0,65}{0,3396}$$

$$A_R = 64,3 [h] = 2,7 \text{ días}$$

c) Vaporización

Al almacenar un combustible gaseoso, la fase líquida se encuentra en equilibrio con su fase vapor. A cada temperatura le corresponde una presión de equilibrio determinada. Este equilibrio solamente se altera al variar la temperatura exterior (ambiente) y/o al realizarse una extracción de dicho combustible.

Como el consumo de GLP se hace en general en fase gaseoso, es necesario que el GLP pase a vapor antes de que lleguen al equipo de consumo. Esta vaporización puede ser natural o forzada.

c.1) Vaporización natural

Es aquella en que el gas sale directamente del recipiente que lo almacena.

La vaporización natural depende de:

- La superficie exterior del depósito, aumentando a mayor superficie
- La superficie mojada por el líquido, aumentando a mayor superficie
- La temperatura exterior, aumentando con ésta.
- La temperatura del GLP, aumentando a mayor temperatura
- El de GLP utilizado y la mezcla comercial que usemos.

c.2) Vaporización forzada

Se produce cuando se calienta de forma artificial la fase líquida para provocar la vaporización. La vaporización puede ser necesaria en casos tales como:

- Cuando el caudal de gas requerido en la instalación es superior al que se puede obtener con vaporización natural.
- Cuando las temperaturas ambientales son muy bajas, lo que impide que se vaporice la cantidad necesaria de GLP.

c.3) Presión de Equilibrio.

Corresponde a la presión de la fase gaseosa, expresada en términos absolutos, por debajo de la cual el líquido se evapora y por encima, el gas se condensa y se vuelve líquido. La presión de equilibrio esta en directa relación con la temperatura de equilibrio de la mezcla.

En la figura A1 (anexo A) se ilustra esta relación para los dos principales GLP; propano y butano.

Se tiene que para el propano a una presión de 3,5 bar (manométrica) la temperatura de equilibrio corresponde aproximadamente a -15°C .

d) Capacidad de vaporización natural

La capacidad queda definida por la siguiente relación ^[5]:

$$V_{nat} = \frac{a \cdot S \cdot \alpha \cdot (T_e - T_i)}{q} \left[\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right] \quad (4.4)$$

Donde:

V_{nat} : Vaporización natural del estanque

a : Factor porcentaje llenado; para 20% $a = 0,3366$; para 30% ; $a = 0,3977$

S : Superficie exterior del estanque, $[\text{m}^2]$

α : Coeficiente de intercambio de calor;

T_e : Temperatura exterior crítica, corresponde a la temperatura mínima de cálculo.

T_i : Temperatura equilibrio interior líq-gas; queda determinada por la presión del gas.

q : Calor latente de vaporización

Nota:

- Para efectos de cálculos se considerará un 20% de llenado, ya que esta sería la situación más crítica para el estanque.
- Para el coeficiente de intercambio de calor se toma como referencia un valor^[*] estandarizado por la norma española. Sin embargo, si se deseara calcular el valor específico para la situación planteada, se deben considerar factores tales como la velocidad del aire exterior, temperatura al interior y exterior del estanque, y otras propiedades particulares de los fluidos en cuestión (combustible y aire exterior).

Para el estanque seleccionado se tiene:

Capacidad estanque	: 33,6 m ³
S	: 82 m ²
α	: 12 kcal/h-m ² °C ^[*]
T_e	: 0 °C ^[*]
T_i , (para 2 bar)	: -15 °C (para P= 3,5)
a (20 % llenado)	: 0,336
q	: 94 kcal/kg ^[*]

*Estos valores corresponden los recomendados por catálogo Cepsa ^[1]

e). Cálculo de Vaporización Natural

$$V_{nat} = \frac{0,336 * 82 * 12 * (0 + 15)}{94} \left[\frac{kg}{h} \right]$$

$$V_{nat} = 52,759 \left[\frac{kg}{h} \right]$$

Se sabe que:

$$C_{vap} = 203 \left[\frac{kg}{h} \right]$$

En rigor, el flujo requerido por la red comienza a ser suministrado, mediante vaporización natural, por estanques de capacidad de 80 m³ o superior. Claramente, la instalación de un estanque de la capacidad ya mencionada implica un sobredimensionamiento de las instalaciones. Sin embargo, mediante la vaporización forzada se puede obtener el flujo necesario de GLP.

f) Cálculo y dimensionamiento del vaporizador

Como ya se conoce la vaporización natural del estanque seleccionado, se necesita proveer el vapor restante. Para ello es necesario determinar el flujo másico a aportar por el vaporizador. Así se tiene:

$$Cap_{vap} = (C_{vap} - V_{nat}) * 1,3 \quad (4.5)$$


Donde el factor 1,3 corresponde a la consideración de un 30% adicional en la capacidad del vaporizador, como amortiguador de posibles variaciones en las temperaturas u otras variables de similar incidencia.

$$Cap_{vap} = (203 - 52,76) * 1,3$$

$$Cap_{vap} = 195 \left[\frac{kg}{h} \right]$$

Para determinar el equipo se emplea un catálogo de vaporizadores eléctricos “ALGAS” (USA), cuyas características se indican en la Tabla 4.5

Tabla 4.5 Vaporizador eléctrico POWER XP

	DESCRIPCIÓN	CAUDAL	REFERENCIA
	Vaporizador eléctrico "XP 50" Alimentación eléctrica: • Trifásica 3x400Vac • Consumo eléctrico 20A. • Potencia: 13 kW	100 Kg/h PROPANO	VPXP050CEW3N
	Vaporizador eléctrico "XP 80" Alimentación eléctrica: • Trifásica 3x400Vac • Consumo eléctrico 20A. • Potencia: 20 kW	160 Kg/h PROPANO	VPXP080CEW3N
	Vaporizador eléctrico "XP 160" Alimentación eléctrica: • Trifásica 3x400Vac • Consumo eléctrico 20A. • Potencia: 33 kW	300 Kg/h PROPANO	VPXP160CEW3N

En base a lo anterior se selecciona el vaporizador modelo "XP 160", con una capacidad nominal de 300 kg/h

4.3.3 Redes de distribución

El transporte del combustible hasta cada punto de consumo se realiza mediante tuberías. El trayecto del trazado se determina basado en la configuración física de los interiores de la planta considerando entre ellos las zonas de almacenamiento de residuos peligrosos, como también la presencia de puentes grúa. La elección de los materiales a emplear estará en función de las condiciones de operación de la red, principalmente presión y temperatura.

En las inmediaciones de la planta existe una conducción de cañerías dispuestas desde la zona de almacenamiento (ver fig. 4.4) hasta cierto punto específico cercano a la nave. La conducción enterrada es sometida a una prueba de estanqueidad, con el fin de establecer las condiciones actuales en que se encuentra la línea y del mismo modo determinar si es adecuado considerar su reutilización en el proyecto o se debe reemplazar por una red nueva.

La principal razón que motiva a reutilizar el tramo ya disponible, reside en que en la zona cercana, al área de almacenamiento de combustibles, existe una serie de canalizaciones subterráneas las cuales corresponden principalmente a circuitos y conducciones eléctricas. Según norma, por razones de seguridad, la distancia entre una red de gas y una eléctrica debe ser mínima de 50 cm,

además la red debe estar enterrada a una profundidad de 100 cm o superior. Por razones de logística y disponibilidad técnica se necesario contar con las redes ya dispuesta ante un nuevo trazado para estas áreas. De este modo, el trazado que conecta la red antigua con la nueva y desde allí a los equipos de consumo es definido completamente en el estudio.

a) Prueba de hermeticidad en las redes

La prueba de hermeticidad es una prueba de presión reglamentaria, exigida por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC. Esta prueba de hermeticidad se ejecuta en los siguientes casos:

- *Para instalaciones de gas licuado con cilindros de 45 kg. La ejecución de la prueba es en la tee de prueba ubicada en el bastón del equipo.*
- *Para instalaciones de gas licuado en media presión. La ejecución de la prueba se realiza desde la tee de prueba a la salida de la cañería de alimentación del estanque, entre la futura instalación del regulador de primera y segunda etapa.*
- *Para instalaciones de gas de ciudad. La ejecución se realiza a la entrada de la instalación, después del medidor de gas.*

Observación: la prueba de hermeticidad, en primera instancia, fue realizada sobre la conducción antigua. De esta prueba se concluye que el tramo (subterráneo) presenta la suficiente hermeticidad para conducir y transportar el gas efectiva y confiablemente.

b) Disposición de los equipos y líneas conductivas

A partir del empalme cercano a la nave, se estima el trazado que debe tomar las nuevas conducciones por la zona interior de las inmediaciones y se establecen los posibles puntos de llegada hasta cada equipo. El trazado responde a las condiciones físicas que presenta la estructura de la planta, éste es llevado por el interior de ella siguiendo la dirección de las estructuras existentes, determinando sus direcciones y puntos de conexión para los centros de consumo.

Un caso particular que se aborda es la presencia de puentes grúas, para ello, como el peso de los productos manejados en los procesos es de una carga de gran envergadura (aprox. 20 ton/caja), por lo cual realizar la conducción bajo el nivel del piso resulta en algo impensable. De este modo se lleva la conducción por sobre los rieles de las grúas puente (altura 12 m aprox.). El D.S 66 indica

que para operaciones con equipos sobre 10 m de altura, es necesario incluir un factor de corrección para los cálculos de presión de la red. En el caso en estudio, sólo el tramo de red es elevado sobre dicha altura, es decir, los equipos de consumo se encuentran a nivel del piso, por lo que el factor de corrección no es necesario.

En la Figura 4.4 se indica el punto de empalme entre la antigua conducción y la nueva (AN), además se indica los puntos de consumos.

Para simplificar el análisis de la situación planteada, se desarrolla un esquema tal que permita una visión simplificada del circuito establecido. Esto se indica en la figura 4.5

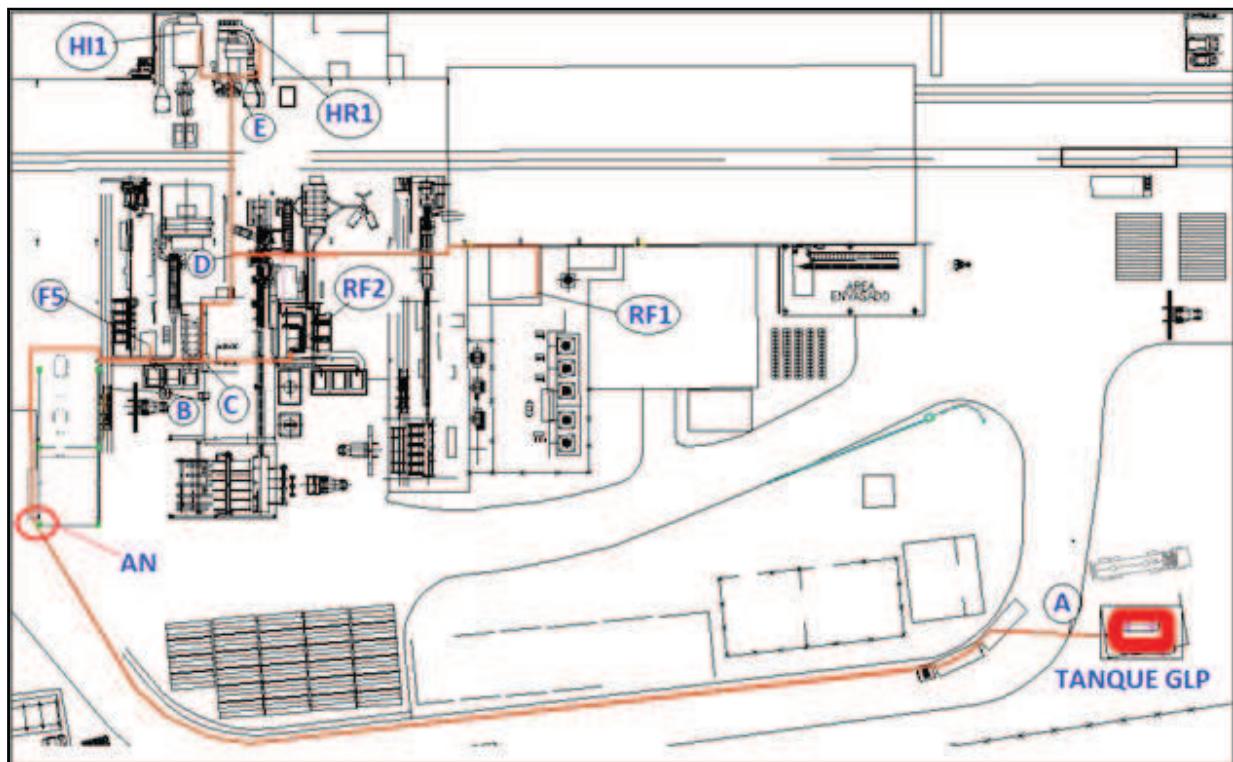


Fig. 4.4 Plano planta circuito gas licuado de petróleo.

Descripción de parámetros indicativos en la figura 4.5:

- Tramo A-B: comprende la distancia entre la salida del regulador de primera etapa hasta el primer punto de empalme hacia un punto de consumo, en este caso hacia el quemador de la línea Forja 5 (LF5).

- Tramo B-C: distancia entre empalme RF5 y empalme hacia RF2.
- Tramo C-D: comprende distancia entre empalme RF2 hasta empalme RF1.
- Tramo D-E: distancia entre empalme RF1 hasta punto de distribución hacia los equipos HI1 y HR1.
- Tramo B-LF5: distancia desde línea principal de gas hasta conexión a regulación en LF5
- Tramo C-RF2: referente a la distancia desde línea principal hasta regulación RF2
- Tramo D-RF1: distancia comprendida entre línea principal y regulación en RF1.
- Tramo E-HI1: distancia punto de distribución hasta regulación en HI1
- Tramo E-HR1: distancia punto de distribución hasta regulación en R1
- AN: Zona de interconexión de cañerías antiguas con nuevas.

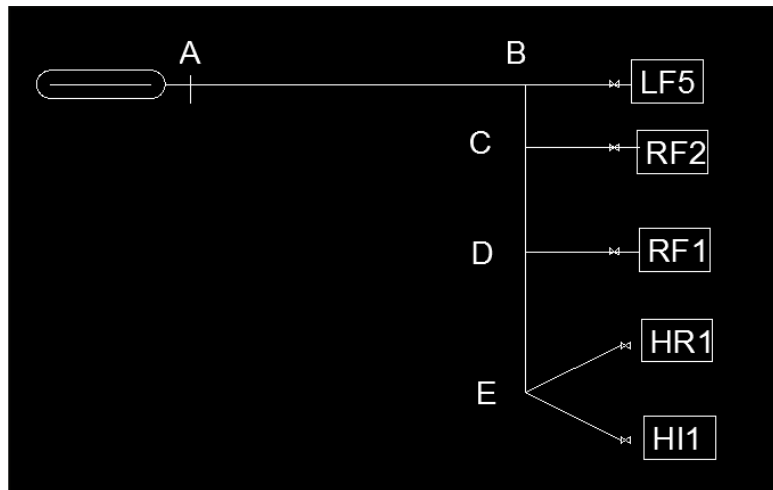


Fig. 4.5 Esquema simplificado conducciones.

c) Clasificación de presiones de servicio

La presión de servicio (PS) se clasifica según su magnitud en:

- Baja presión (BPS) : $P < 5 \text{ kPa}$
- Media presión (MPS) : $5 \text{ kPa} \leq P < 600 \text{ kPa}$
- Alta presión (APS) : $P \geq 600 \text{ kPa}$.

Según D.S 66, las presiones de servicio en áreas industriales externas a edificios o galpones industriales, no deberán ser superiores a 600 (kPa), salvo en aquellos casos debidamente justificados ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante un estudio técnico.

d) Materiales

Según las características de la instalación, las Normas Chilenas recomiendan ciertos materiales como los más adecuados para constituir las redes, así se indica lo siguiente:

d.1) Presiones manométricas iniciales de hasta 140 (kPa) (1,4 bar). Al menos, tubos de cobre tipo L, fabricados según la Norma Oficial Chilena NCh951/2.Of2005 - Cobre y aleaciones de cobre - Tubos de cobre sin costura para gas - requisitos; en adelante e indistintamente, "NCh951/2.Of1977" o disposición que la reemplace.

d.2) Presiones manométricas superiores a 140 (kPa). Tubos de cobre tipo K y sin costura.

d.3) Utilizaciones generales en baja y media presión.

d.3.1) Tubos de acero clase (Schedule) 40 o superior, fabricados según las normas nacionales existentes, y a falta de éstas, las normas o especificaciones técnicas extranjeras, sobre la materia, reconocidas internacionalmente, entre otras, A53/A53M-02 "Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hotdipped, Zinc-coated Welded and Seamless"; siempre que en los cambios de dirección del tendido no sean sometidos a doblado, para lo cual deberán utilizarse codos.

d.3.2) Tubos de acero grados A o B, clase (Schedule) 40 o superior, fabricados según las normas nacionales existentes, y a falta de éstas, las normas o especificaciones técnicas extranjeras, sobre la materia, reconocidas internacionalmente, entre otras, la norma ASTM A- 53/53M-02, ya citada, para usos especiales, los que en su tendido podrán ser doblados.

Los materiales de los accesorios y otros dispositivos empleados en este tipo de instalación, tales como elementos de cambio de dirección, se rigen a las normas ya mencionadas u otras según se indique.

4.3.4 Cálculo y dimensionado de las conducciones

Existen diversos métodos y fórmulas que permiten dimensionar las conducciones, principalmente su diámetro.

Para el caso en particular, se empleará el método de Renouard el cual es aplicable para sistemas conductivos de baja y mediana presión.

a) Método de “Renouard”

Este método tiene amplia aplicación en cálculos relativos a conducción de gases, en especial para Gas natural y gases licuados de petróleo. Es establecido en Europa según norma UNE-62.620. Mediante el método se obtiene un valor para el diámetro interior, el cual combinado con el criterio de la velocidad puede entregar resultados totalmente precisos y satisfactorios.

El método es aplicable siempre que se cumpla con las siguientes condiciones:

- a) La relación $Q/D < 150$ (caudales en m^3/h y diámetros en mm.)
- b) Número de Reynolds $< 2\ 000\ 000$, siendo:

$$Re = \frac{T*Q}{D}; \quad (4.6)$$

Donde T es un factor dependiente de la familia a que pertenezca el gas, tomando como valor 16 000, 23 300 o 72 000 según sea el gas de la primera, segunda o tercera familia respectivamente.

Así, las fórmulas quedan definidas como:

- I. Para presiones superiores a 0,5 kPa [0,05 bar] (media presión):

$$P_a^2 - P_b^2 = 59,74 * L_{cálculo} * \frac{Q^{1,82}}{D^{4,82}} \quad (4.7)$$

- II. Para presiones inferiores a 0,5 kPa [0,05 bar] (baja presión):

$$P_a - P_b = 232.00 * S * L_{cálculo} * Q^{1,82} * D^{-4,82} \quad (4.8)$$

Para ambos casos:

P_a y P_b : Presiones absolutas en el origen y extremos del conducto expresado en bar en el primer caso y en mm c.a. en el segundo.

$P_a^2 - P_b^2$: Diferencia cuadrática de las presiones absolutas al inicio y final del tramo. [bar]

$L_{cálculo}$: Longitud de cálculo equivalente del tramo [m]
Q	: Flujo volumétrico [m ³ /h]
D	: Diámetro de la conducción [mm]

El método de Renouard implica la utilización de presiones absolutas e indicadas en bar, por lo que para efectos de cálculos se hará empleo de estas unidades sin embargo igual se indicará el resultado final según lo precisa el Sistema Internacional (SI).

b) Longitud de cálculo

Al conducir o transportar un gas a través de una tubería se produce una disminución de presión entre la entrada y el final de ésta, lo cual también es conocido como pérdida de carga. Una de las principales causas del origen de las pérdidas es debido al roce o fricción del gas con las paredes de la tubería y a los cambios de dirección provocados por los accesorios (codos, llaves, derivaciones, etc.).

Para contrarrestar estas pérdidas de carga se debe considerar una longitud adicional sobre la real de las conducciones. Dicha longitud se conoce como longitud de cálculo ya que es esta dimensión la cual se debe emplear en los cálculos respectivos. Esto permite establecer el valor “real” de la presión necesaria a la entrada de las conducciones, solventando así la pérdida de energía a lo largo del sistema.

Se describen dos métodos para estimar la longitud de cálculo

b.1) Factor de pérdida.

Para absorber las pérdidas lineales y singulares que estén presentes a lo largo de la conducción. Para el caso en estudio, un factor ^[*] aceptable es de un 25%, donde la longitud equivalente del tramo será el equivalente a multiplicar la longitud real por 1,25.

$$L_{cálculo} = L_{real} * F_{perd} \quad (4,9)$$

Donde:

$L_{cálculo}$ = longitud de cálculo

L_{real} = longitud real de la conducción.

F_{perd} = Factor de pérdidas, en este caso 1,25

^[*] Valor recomendado en manual de instalaciones de gas, Cepsa, 2001.

Para efectos prácticos a continuación se describe la determinación de la longitud de cálculo para el tramo A-B. Para el resto de tuberías se especifica en tabla 4.7

$$L_{\text{cálculo}AB} = 240,28 * 1,25$$

$$L_{\text{cálculo}AB} = 288,34 [m]$$

b.2) Longitud Equivalente por accesorios

Esta alternativa consiste en reemplazar los accesorios, dispuestos a lo largo de la conducción, por su equivalente en longitud de tramo de cañería, es decir, para cada tipo de accesorio existe un equivalente en metros de la pérdida provocada. Un factor importante, que se debe considerar al momento de aplicar este método, es la estimación del diámetro de referencia que se empleará. Si no se cuenta con algún patrón real es la experiencia quien aporta una buena base de estimación.

En el anexo A, la Tabla A3 indica las longitudes equivalentes para varios accesorios empleados regularmente para cambios de dirección o enlaces en las conducciones.

Para el caso en estudio, se procede a realizar el cálculo de longitud equivalente por accesorios considerando el plano de la red (Anexo E) y los accesorios ahí indicados, tomando como diámetro de referencia el de la conducción ya existente y que será reutilizada (1 ½”).

Así se muestra en la Tabla 4.6 las dimensiones y valores equivalentes de los accesorios de cambio de dirección y ensamble presentes en la red.

c) Flujo Volumétrico.

El flujo volumétrico, en cada tramo, queda determinado por el requerimiento energético de cada equipo (Tablas 4.1-4.3). El flujo máximo, o plena carga, corresponde a la suma de los consumos volumétricos de cada equipo térmico.

$$F_{\text{tramo}} = F_{\text{Principal}} - F_{\text{extraído}} \quad (4,10)$$

Donde:

F_{tramo} : Corresponde al flujo que circula por la conducción determinada [m³/h].

$F_{\text{Principal}}$: Flujo primario desde el estanque de almacenamiento [m³/h].

$F_{\text{extraído}}$: Flujo desviado hacia punto de consumo [m³/h].

Situación práctica; tramo A-B-LF5

$$F_{(B-C)} = F_{A-B} - F_{B-LF5}$$

$$F_{(B-C)} = 225 - 13$$

$$F_{(B-C)} = 212 \left[\frac{m^3}{h} \right]$$

Para el resto de los tramos analizados se procede de forma similar, cuyos resultados se indican en la Tabla 4.7

Tabla 4.6 Longitud de cálculo por método de equivalencia de accesorios

Tramo	Longitud real	Codos	Tee	válvulas	Longitud Total	Long. con accesorios
A-B	240,283	11	1	2	43,95	284,23
B-LF5	2	0	0	0	0	2
B-C	6,604	0	1	0	0,45	7,05
C-D	29,004	3	1	0	4,95	33,95
D-E	26,503	1	1	0	1,95	28,45
C-RF2	20,34	2	1	0	3,45	23,79
D-RF1	66,393	3	0	0	4,5	70,89
E-HR1	16,244	3	0	0	4,5	20,74
E-HI1	15,088	3	0	0	4,5	19,59
A-B-LF5	242,283					286,23
A-B-C-RF2	267,227					315,08
A-B-C-D-RF1	342,284					396,13
A-B-C-D-E-HR1	318,638					374,44
A-B-C-D-E-HI1	317,482					373,28

Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 4.7 se indican los valores para la longitud equivalente entre los dos métodos vistos anteriormente. Para el caso en particular se puede ver que la diferencia es de tan sólo unidades entre uno u otro; así para efectos de cálculos se emplea el valor obtenido por la consideración de un “factor de pérdida” equivalente a un 25%.

d) Pérdida de Carga Lineal.

El método de Renouard, implica el empleo de un parámetro de pérdida de carga al cual se designa como “Jota” (“J”), mediante éste se obtiene la pérdida lineal disponible por metro de conducción. Así, para emplear este parámetro se debe considerar aquella conducción que presente mayor distancia y además evaluar la caída de presión máxima permitida para el circuito.

De la Tabla 4.7 se obtiene que el tramo de mayor distancia corresponde al tramo comprendido entre el estanque de almacenamiento y los equipos de regulación presentes en la piscina de temple de la línea de Roll Former 1.

$$J = \frac{Perd_{admi}}{L_{cálculo\ max}} \tag{4.11}$$

Tabla 4.7 Resumen características de conducciones de GLP.

Tramo	Longitud (m)	Long. factor pérdida	Long. accesorios	Flujo volumétrico (m ³ /h)	Tipo conexión
A-B	240,28	288,34	284,233	225	Intermedio
B-LF5	2,00	2,40	2	13	Final
B-C	6,60	7,92	7,054	212	Intermedio
C-D	29,00	34,80	33,954	162	Intermedio
D-E	26,50	31,80	28,453	124	Intermedio
C-RF2	20,34	24,41	23,79	50	Final
D-RF1	66,39	79,67	70,893	38	Final
E-HR1	16,24	19,49	20,744	51	Final
E-HI1	15,09	18,11	19,588	73	Final
A-B-LF5	242,28	290,74	286,233		
A-B-C-RF2	267,23	320,67	315,077		
A-B-C-D-RF1	342,28	410,74	396,134		
A-B-C-D-E-HR1	318,64	382,37	374,438		
A-B-C-D-E-HI1	317,48	380,98	373,282		

Fuente: elaboración propia

Donde:

- J : Pérdida de carga lineal (bar/m)
 $Perd_{admi}$: Pérdidas admisibles en la línea (bar)
 $L_{cálculo\ max}$: Longitud equivalente de mayor distancia (m)

Del análisis del trayecto más extenso, A-B-C-D-RF1, se tiene que según lo indicado por manuales, de especialidades aplicables, el valor máximo aceptable para la pérdida de carga entre la primera etapa de regulación y el regulador de segunda corresponde a 175 kPa (1,75 bar).

Datos:

- $Perd_{admi}$: 1,75 [bar]
 $L_{cálculo\ max}$: 410,74 [m]

$$J = \frac{1,75}{410,74} \left[\frac{bar}{m} \right]$$

$$J = 0,00426 \left[\frac{bar}{m} \right] = 4,26 \left[\frac{mbar}{m} \right]$$

Una vez determinado el valor de “J”, se tiene la estimación de los valores de presión en cada línea de distribución. Esto se describe en la Tabla 4.8

e) Pérdida admisible por tramos.

Este valor corresponde a la caída de presión máxima que puede ser aceptada en el tramo de cañerías en particular.

Entonces se define la pérdida admisible como:

$$Perd_{adm\ tramo} = J * L_{cálculo} [bar] \quad (3,11)$$

Ejemplo:

Para el tramo A-B

$$Perd_{adm\ A - B} = 0,00487 \left[\frac{bar}{m} \right] * 252,3 [m]$$

$$Perd_{adm\ A - B} = 1,228 [bar]$$

f) Cálculo de Presiones

Para el caso en estudio, no se conoce la presión que debe entregar el primer regulador. Sin embargo se conocen las presiones que se requieren en cada punto de consumo. Es necesario mencionar que estas presiones se consideran inicialmente como aquellas necesarias para vencer las pérdidas inducidas por la regulación propia de cada equipo térmico.

f.1) Determinación de la presión Inicial

Entonces, se define una presión crítica, la cual corresponderá a lo requerido en el equipo alimentado por la conducción más extensa (Tabla 4.7). Así, de la Tabla 4.3 se tiene que el equipo RF1 requiere una presión de 2,06 bar (30 psi), así se basa en este valor para obtener el valor de la presión necesaria a entregar por el primer regulador.

$$P_i = P_{EquipoCrítico} + Perd_{adm} \quad (4.12)$$

$$P_i = 2,06 + 1,75$$

$$P_i = 3,81 [bar]$$

f.2) Presión Final de cada Tramo

La presión al final de cada tramo corresponderá a la presión inicial, o del último punto considerado, menos la pérdida máxima admisible para la línea o conducción correspondiente.

$$P_f = P_i - Perd_{adm} \quad (4.13)$$

En la tabla siguiente (4.8) se observa que todos los tramos cuentan con una presión superior al mínimo requerido por el sistema de regulación de cada equipo. Así con estos datos obtenidos se puede aplicar el método descrito en la sección 4.3.4.a para determinar el diámetro de las conducciones.

Renouard emplea las presiones en dimensiones absolutas, como la presión atmosférica es variable geográficamente se toma como referencia la presión atmosférica estándar; el valor es de 101,325 kPa (1,01325 bar).

Tabla 4.8 Presiones en los distintos circuitos

TRAMO	Flujo Volumétrico (m ³ /h)	Presión (bar)*	Pérdida máxima (bar)	Presión al final del tramo (bar)*
		P_i	$Perd_{adm}$	P_f
A-B	225	3,810	1,228	2,582
B-LF5	13	2,582	0,010	2,571
B-C	212	2,582	0,034	2,548
C-D	162	2,548	0,148	2,399
D-E	124	2,399	0,136	2,264
C-RF2	50	2,548	0,104	2,444
D-RF1	38	2,399	0,339	2,060
E-HR1	51	2,264	0,083	2,181
E-HI1	73	2,264	0,077	2,187

Fuente: elaboración propia.

*Presiones manométricas

De la ecuación 4.6, se tiene que para el tramo; A-B

$$4,823^2 - 3,595^2 = 59,74 * 288,34 * \frac{225^{1,82}}{D^{4,82}}$$

$$D = \left(\frac{59,74 * 288,34 * 225^{1,82}}{4,823^2 - 3,595^2} \right)^{\frac{1}{4,82}}$$

$$D = 36,02 [mm]$$

El diámetro obtenido es un referente acerca de la dimensión mínima que debe poseer la tubería de modo tal que la presión al final del tramo sea la requerida por el sistema. Para efectos prácticos el diámetro se debe normalizar según la disponibilidad de diámetros comerciales en el mercado nacional. Para esto se dispone de la Tabla 4.9

El D.S. 66 especifica que para la operación con valores de presión superior a 140 kPa debe emplearse como mínimo tuberías de cobre de tipo K.

Tabla 4.9 Dimensiones de tubos de cobre

Designación convencional	Dimensión (mm)	Tubos tipo K (mm)		Tubos tipo L (mm)	
		Espesor de pared	Diámetro interior	Espesor de pared	Diámetro interior
3/8	12,7	1,24	10,22	0,89	10,92
1/2	15,88	1,24	13,4	1,02	13,84
3/4	22,22	1,65	18,92	1,14	19,94
1	28,58	1,65	25,28	1,27	26,04
1 1/4	34,92	1,65	31,62	1,4	32,12
1 1/2	41,28	1,83	37,62	1,52	38,24
2	53,98	2,11	49,76	1,78	50,42
2 1/2	66,68	2,41	61,86	2,03	62,62
3	79,38	2,77	73,84	2,29	74,8
3 1/2	92,08	3,05	85,98	2,54	87
4	104,78	3,4	97,98	2,79	99,2
6	155,58	4,88	145,82	3,56	148,46

Relación flujo/diámetro.

$$\frac{Q}{D} < 150$$

$$\frac{225}{37,62} < 150$$

$$5,98 < 150$$

Reynolds.

$$Re = \frac{T * Q}{D} < 2\,000\,000$$

$$Re = \frac{72\,000 * 225}{37,62};$$

$$Re = 430\,622 < 2\,000\,000$$

g) Criterio de la velocidad

Además, complementando el resultado entregado por Renouard, se aplica el criterio de velocidad en el interior de las cañerías. Este criterio indica que dicha velocidad no puede ser superior a 40 m/s según Norma Chilena.

Para determinar el valor de la velocidad se debe considerar el flujo dinámico de un gas, lo cual es función de las propiedades físicas propias de éste, tal como presión y temperatura. Así, la normativa Chilena establece la siguiente relación para efectuar este cálculo:

$$Vel = \frac{1,25 * Q * T}{p_2 * D^2} \left[\frac{m}{s} \right] \tag{4.14}$$

Donde:

Vel: Velocidad del fluido en el interior de la cañería [m/s].

Q: Flujo volumétrico [m³/s]

T: Temperatura absoluta del gas [K] (-17°C)

p₂: Presión absoluta final del tramo en cálculo [bar]

D²: Diámetro interior del tubo al cuadrado [mm]

Tramo A-B:

$$Vel = \frac{(1,25 * 225 * 256)}{(3,595 * 37,62^2)}$$

$$Vel = 14,2 \left[\frac{m}{s} \right] < 20 \frac{m}{s}$$

Por Renouard y criterio de la velocidad, se considera que una cañería de cobre tipo K de 1 ½ pulgada es adecuada para llevar la conducir un flujo volumétrico de 225 m³/h.

Se procede de forma similar para el resto de las conducciones, y los datos se resumen en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10: Dimensionado de las redes de conducción

TRAMO	P _i abs	P _f ABS	D _{int}	Diámetro normalizado	Diámetro interior	velocidad (m/s)	Q/D<150	Re
	Bar	Bar	mm	cobre tipo K				
A-B	4,823	3,595	36,0	1 1/2	37,62	14,2	6,2	430622
B-LF5	3,595	3,585	12,7	1/2	13,4	6,5	1,0	69851
B-C	3,595	3,561	36,4	1 1/2	37,62	13,5	5,8	405742
C-D	3,561	3,413	33,1	1 1/2	37,62	10,7	4,9	310048
D-E	3,413	3,277	30,2	1 1/2	37,62	8,6	4,1	237321
C-RF2	3,561	3,457	21,2	1	25,28	7,2	2,4	142405
D-RF1	3,413	3,073	19,4	1	25,28	6,2	2,0	108228
E-HR1	3,277	3,194	21,7	1	25,28	8,0	2,3	145253
E-HI1	3,277	3,200	24,9	1	25,28	11,4	2,9	207911

Fuente: elaboración propia.

4.3.5 Selección de equipos y accesorios de la primera etapa de regulación

Como ya se ha determinado el rango de presiones y las dimensiones de las tuberías, se pueden estimar los equipos y accesorios necesarios para la primera etapa de regulación. Esta regulación es la que entrega la presión requerida por la red (381 kPa)

a) Regulador de primera etapa

En la selección de un regulador intervienen dos factores principales: La carga másica por hora y las presiones de entrada y salida requeridas.

El regulador que entrega el flujo inicial debe suplir las siguientes necesidades:

Presión entrada	: $P > 381$ kPa
Presión salida	: 381 kPa
Potencia conducida	: 5 772 kW

Se utiliza un catálogo de equipos “Fisher” (Anexo B, Tabla B2), del cual se obtiene que un regulador adecuado para los requerimientos presenta las siguientes características:

<i>Modelo</i>	: 99 F-903P
<i>Capacidad</i>	: 12 973 kW (44,275 MMBtu/h)
<i>Conexión de E y S</i>	: 2”
<i>Rango de presiones de salida</i>	: 69 - 450 kPa (0,69 - 4,5 bar)
<i>Presión entrada máxima</i>	: 1 720 kPa (17,2 bar)

Nota:

- Los reguladores tipo 99 no cuentan con alivio interno y se deben instalar con una protección contra exceso de presión adicional o externa. Estas unidades no deben instalarse como parte de un sistema de dos etapas de tubería fija que dé servicio a sistemas de aparatos de gas de 14 pulg. c.a
- Cuerpos bridados – Los reguladores de la serie 99F están equipados con cuerpos bridados de 2 pulgadas CL300.

b) Válvula de corte y válvula de corte automática antisísmica.

Siguiendo las prácticas afines a instalaciones de gas se dispondrá de una válvula de corte manual antes y después del regulador.

Para efectos de seguridad ante catástrofes naturales no predecibles (sismos), se dispone de una válvula especial cuya principal característica es la de poder cortar completamente el flujo de gas ante ciertos niveles de percepción de vibración. De este modo el sistema completo queda protegido de posibles fugas u otros daños en las conducciones y equipos al interior de la planta.

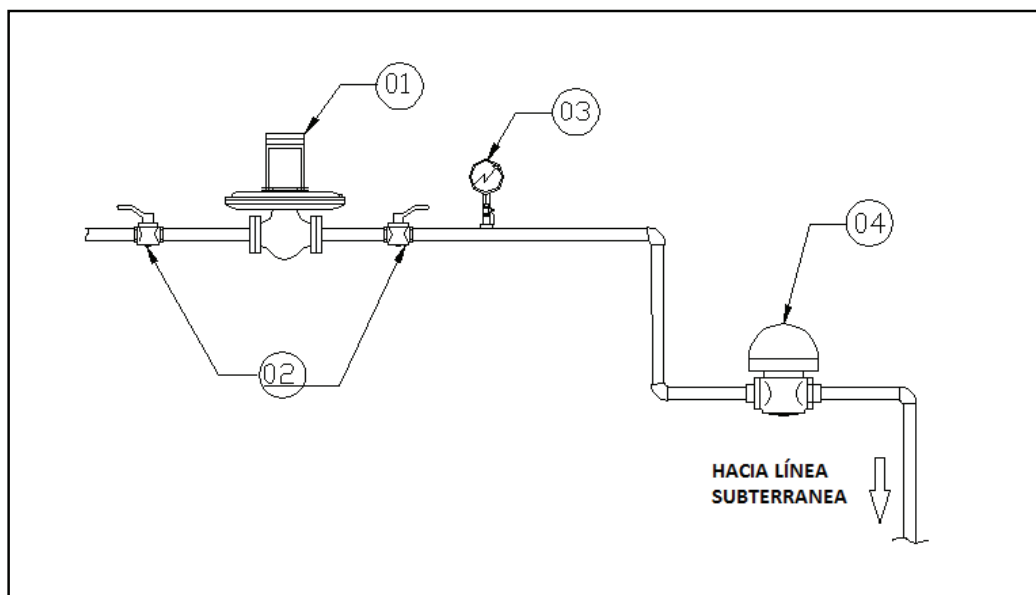


Fig.4.6 Esquema primera etapa de regulación

(01)Regulador; (02) Válvula de corte Manual; (03) Manómetro; (04) Válvula antisísmica

4.4 Diseño del sistema de dualidad de los equipos térmicos

Dentro de los principales objetivos del proyecto se busca acondicionar los equipos de modo tal que éstos puedan operar independientemente tanto con una u otra alternativa de combustible, es decir, gas natural o GLP. Para ello es necesario abordar todos los aspectos que implica realizar esta adaptación.

Con el fin de obtener los mejores resultados y opciones aplicables, al caso en particular, se considerarán como base para el desarrollo los siguientes aspectos:

- Máxima autonomía en la alternación, o cambio de combustible, para la operación de los equipos; esto implica la mínima intervención de personal humano en el sistema, ya sea para calibración, ajustes u otras acciones relacionadas.
- Seguridad; implica evitar y controlar cualquier fuente de riesgo involucrada en el proceso particular. En el caso de los hornos, el tema presenta buena manejabilidad en cuanto a precauciones y menores índices de riesgos de explosiones por acumulación de gases u otros. Para el caso de las piscinas de calentamiento de agua el tema es más complejo, debido principalmente a las condiciones de encendido actuales, además de la configuración física que posee cada instalación (ubicación de quemador bajo nivel de piso), la cual presenta alto índice de riesgo para el caso de operación con gases más pesados que el aire.

4.4.1 Adaptación entre combustibles (GN-GLP)

Al momento de realizar la adaptación de los quemadores de un combustible a otro, es necesario considerar una serie de factores de importancia en la operación y funcionamiento de los quemadores. A continuación se describen los principales factores que se deben tener en cuenta al realizar una conversión entre combustibles.

a) Poder calorífico

Los valores del Poder Calorífico, en los gases manufacturados y licuados, respecto al gas natural son distintos entre sí. En este caso en particular, el poder calorífico por unidad de volumen del GLP es mayor que el del gas natural; $22.000 \text{ kcal/m}^3 > 9.800 \text{ kcal/m}^3$ respectivamente. Esta variable influye directamente sobre el flujo volumétrico del gas.

Para el caso másico, se tiene que el PC del gas natural es mayor que el del GLP; $12.564 \text{ kcal/kg} > 11.000 \text{ kcal/kg}$, respectivamente, sin embargo no es relevante para el caso en estudio.

b) Diámetro de los inyectores

Para poder variar la cantidad de gas, a utilizar en la combustión, que llega al quemador, se interviene el artefacto, de manera que pueda entregar el flujo de gas necesario para mantener su potencia nominal. Esto significa variar diámetros de inyectores, pasos en válvulas y otros elementos.

c) Presión de Trabajo

Las presiones de trabajo están, dadas en el “Reglamento de Instalaciones Interiores de Gas” y sus modificaciones y son

Para el G.N:

- Presión mínima: 1,5 kPa (150 mm c.a.)
- Presión nominal: 1,8 kPa (180 mm c.a.)
- Presión máxima: 2,2 kPa (220 mm c.a.)

Para GLP:

- Presión Nominal: 2.7 kPa (276 mm c.a.)
- Presión Mínima: 2.2 kPa (224 mm c.a.)
- Presión Máxima: 3.3 kPa (337 mm c.a.)

La presión de trabajo influye en el flujo másico que llega al quemador y en la cantidad de aire absorbido por el venturi en el caso de los quemadores atmosféricos y por ende en la energía térmica entregada.

4.4.2 Regulación de segunda etapa; equipos térmicos

Se ha definido previamente, en el cálculo de las conducciones, que el punto de conexión debe poseer una presión de 206 kPa (2,06 bar). Por lo que será necesario disponer de un sistema de regulación del gas, tal que se entregue en cada quemador la presión de trabajo de éstos.

Los accesorios y componentes instalados son suministrados por empresa representante de “Fires North American”, por lo que la información referente a datos y especificaciones técnicas se encuentra en el sistema de medida Inglés. Por un tema de compatibilidad con los catálogos, parte de la información que se entregue respecto a los equipos y el cálculo de los componentes particulares se realizará en este sistema de medida (Sistema Inglés)

a) Sistema de regulación

La normativa Chilena, a través del *D.S. N° 66* indica sobre los trenes de regulación de gas necesarios en equipos industriales.

a.1) Trenes de válvulas para regulación de gas

“...Cada artefacto a gas deberá contar con los trenes de válvulas necesarios para su correcto funcionamiento, los que deberán corresponder a los especificados por su fabricante, normas nacionales o extranjeras, reconocidas internacionalmente, según corresponda. Las tuberías de tales trenes y de conexión al artefacto mismo, deberán presentar las características especificadas para las redes interiores de gas del presente capítulo. El tipo, cantidad, montaje y presión máxima de operación de los elementos de seguridad y control montados en la alimentación de gas al artefacto, a través del tren de válvulas, deberán cumplir con los requisitos de seguridad y calidad que establezcan las normas oficiales chilenas, y a falta de éstas, las normas o especificaciones técnicas extranjeras, sobre la materia, reconocidas internacionalmente, entre otras, EN, ANSI, NFPA, UNE o AG-501. Tales trenes deberán controlar el flujo de gas necesario y suficiente para que el quemador desarrolle la potencia requerida, trenes que deberán contar con, al menos, una llave manual de corte general, un filtro, un manómetro y un sistema de corte automático del abastecimiento de gas, en caso que no se produzca o se apague la llama principal del quemador...”

Los principales componentes del sistema existente, tanto para HI1 como para HR1, de regulación son:

El tren de válvulas debe cumplir con los siguientes componentes como mínimo:

- Presostato
- Electroválvula de regulación
- Sistema de corte automático
- Regulador de presión
- Filtro:
- Válvula de paso; válvula de bola

4.4.3 Selección y definición de componentes de la adaptación

Los componentes y accesorios previamente definidos, forman parte común para cada equipo térmico. Se realizará una selección de los accesorios y equipos que permitirán la regulación del flujo de gas transportado por medio de los diferentes ramales propios de cada equipo de consumo.

a) Horno Inclinado

El diseño de las actuales redes y conexiones para los hornos fue calculado para operar con gas industrial, por lo que las dimensiones de las conducciones y accesorios actuales (placas orificio, reguladores de flujo, entre otras) presentan un sobredimensionamiento respecto a la operación con gas natural y por ende para el funcionamiento con GLP. Sin embargo, lo anterior no tiene mayor incidencia en una adecuada operación con los combustibles antes mencionados, ya que al existir en la red global puntos de consumos con altas presiones demandadas (quemadores atmosféricos) es posible disponer de presión suficiente para solventar cualquier pérdida de carga adicional.

La conexión de alimentación de HII, posee en primera instancia un sistema de by-pass de medición. Luego pasa por el sistema de regulación, desde donde se distribuyen los ramales de gas hacia una secuencia de “Manifolds”.

La red de cañerías que alimentan al horno se compone de un manifold principal y dos manifolds laterales. Estos distribuyen al gas hacia cada quemador lateral.

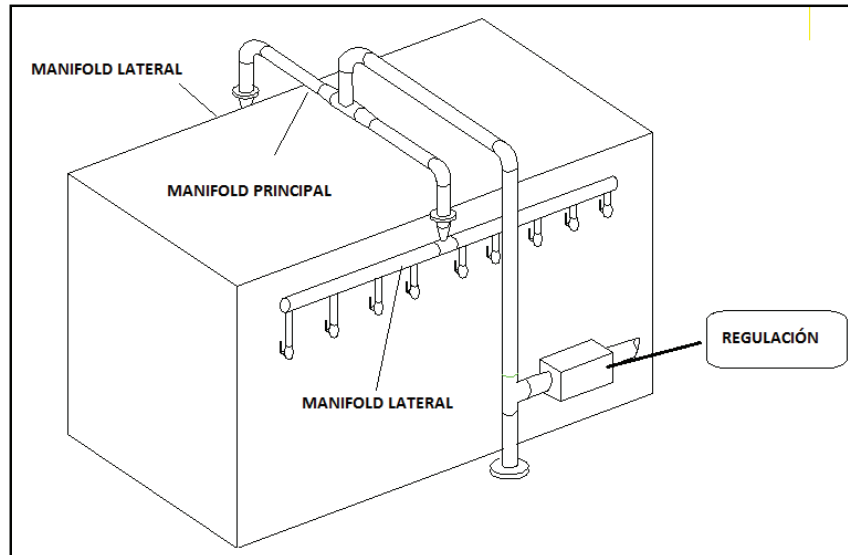


Fig. 4.7. Orientación espacial del circuito de cañerías HII.

Para alimentar el horno con GLP se define la opción de acoplar las conducciones, de este combustible, a las redes ya dispuesta para operar con GN. De este modo es necesario instalar un circuito de cañerías alternativo, tal que permita que la operación con los dos combustibles sea completamente independiente una de la otra.

Se decide emplear los ramales de distribución, ya dispuestos, para conducir en parte el combustible de respaldo, siendo necesario intervenir en puntos específicos. Esta intervención permitirá establecer la regulación requerida por el GLP.

Así se puede identificar lo siguiente:

- Sistema de regulación
- Conexión independiente a cada quemador.

Para ilustrar estas configuraciones se indica la situación actual del horno y se muestra mediante esquemas la nueva configuración para operar con GLP.

a.1) Tren de regulación actual

Para el horno inclinado se tiene la siguiente configuración del tren de regulación:

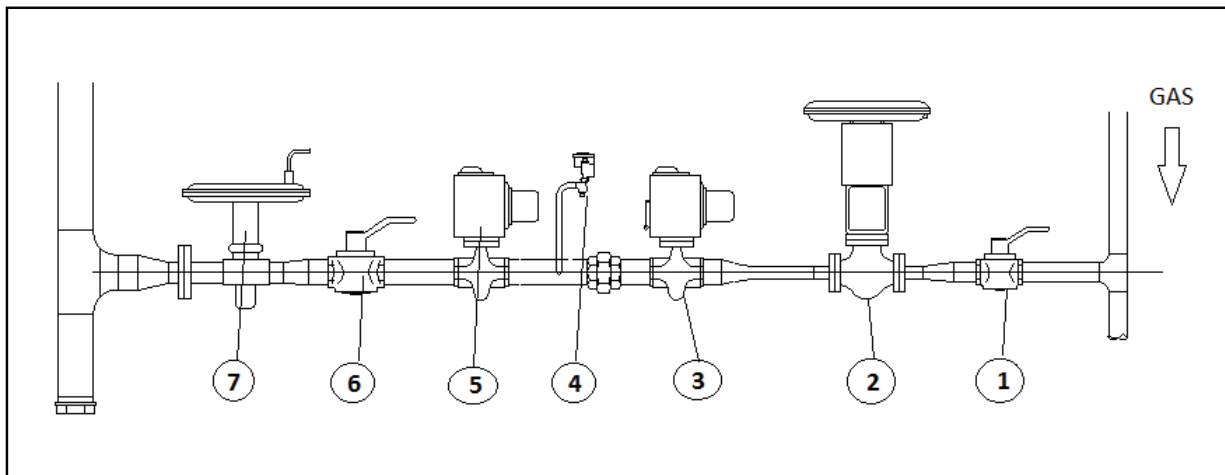


Fig. 4.8. Tren de regulación HII. [1] válvula cónica de paso; [2] válvula reguladora de presión; [3] válvula de seguridad accionamiento manual; [4] válvula de tres vías; [5] válvula de seguridad automática; [6] válvula de paso cónica; [7] válvula calibradora aire/gas.

a.2) Regulación para GLP.

Se debe disponer de un by-pass de medición para GLP, en este caso no se hará mayor descripción del sistema. De este modo la atención se centrará en la configuración de la estación de regulación.

Los componentes a instalar son comunes a los ya existentes, ya que en función del requerimiento de autonomía absoluta y mínima intervención humana, es necesario disponer la

regulación configurada únicamente para cada combustible específico. Así, el sistema se simplifica a operar un “switch” selector entre ambas opciones.

En el Anexo B se describen los accesorios que conforman el sistema tanto de regulación como el de calibración para los mini-trenes. Del mismo modo, por un tema práctico se realizará la selección de la válvula de regulación aire/gas luego de completar la siguiente sección.

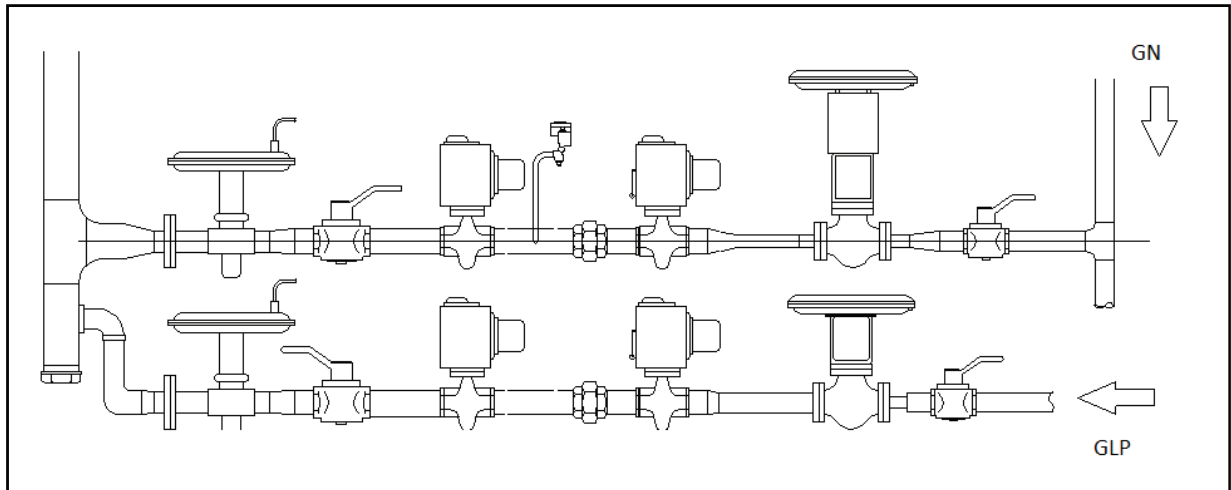


Fig. 4.9. Disposición de tren regulador de GLP, paralelo al actual.

a.3) Mini trenes a quemadores

Como se había mencionado con anterioridad, la independencia de la alimentación a cada quemador es esencial para disminuir la necesidad de cualquier intervención de personal.

El diámetro de las cañerías de los mini trenes es de 1”, del mismo modo los elementos que la componen presentan la misma dimensión en sus entradas y salida. Para poder determinar las capacidades de los accesorios y componentes del tren (regulador de flujo, placa orificio) es necesario caracterizar el quemador existente y la función que este debe cumplir en el proceso.

a.3.1) Aire de combustión

El aire de combustión suministrado hacia los quemadores, para el caso de los hornos, es suministrado por medio de un ventilador, situado en la superficie de cada equipo. El aire es

conducido hacia los quemadores mediante una serie de cañerías que proporcionan una toma de aire independiente para cada quemador, esto es similar para el caso del HR1.

Para comprender algunos conceptos empleados en los catálogos, es necesario realizar la siguiente definición:

- *Aire de Atomización: es aquel al cual el quemador brinda su máxima potencia teórica.*
- *Aire de Combustión: este aire es el que participa directamente en la combustión del combustible específico.*

La presión de aire en todos los quemadores es función del grado de apertura del controlador de apertura que comanda el ingreso de aire a los equipos (válvula mariposa), el cual a su vez regula el ingreso de gas (por medio de la línea de impulsión, o calibración, conectada con el regulador aire/gas; ver Anexo C). Se sabe que el aire mínimo para el encendido con bujía directa debe ser de 0,6205 kPa (0,09 psi), es decir 20% de apertura ^[29]. La Tabla 4.11 indica el valor de la presión de aire para otros porcentajes de abertura de la válvula de aire.

Tabla 4.11 Presión de aire según porcentaje de apertura.

Porcentaje apertura	Presión (psi)	kPa
20	0,09	0,621
30	0,26	1,793
40	0,45	3,103
50	0,60	4,137
60	0,67	4,619
70	0,75	5,171
80	0,80	5,516
90	0,80	5,516
100	0,80	5,516

De la tabla se desprende que la máxima presión de aire disponible para la combustión es de 5,516 kPa (0,8 psi). Así, la máxima potencia que se obtiene en los quemadores es entregada por la Tabla 4.12, esta vez considerando la presión de aire de 5,516 kPa (0,8 psi = 12,8 psi)

Tabla.4.12 Capacidades de aire de combustión en pies³/h; HI1
(No considera aire de atomización)

Designación Quemador	Presión en osi							largo de llama aprox. con 16 osi en el Aire Principal	
	0.1	1	5	6	8	12	16	gas	Petróleo
	6422-2	160	520	1160	1270	1470	1900	2100	1 1/2"
6422-3	280	890	1980	2180	2500	3050	3550	1 1/2"	2"
6422-4	460	1450	3240	3540	4100	5000	5800	2"	2 1/2"
6422-5	750	2370	5300	5800	6700	8150	9450	2 1/2"	2 1/2"
6422-6	1180	3700	8300	9100	10500	12900	14800	3"	4"
6422-7-A	2070	6550	14600	16000	18500	22700	26200	6"	6"
6422-7-B	2580	8150	18200	19900	23000	28200	32600	6"	5"
6422-8-A	3320	10500	23500	25800	29700	36400	42000	7"	6"

$$Pot_{Real quemador} = 3050 * 100 = 305.000 \left[\frac{Btu}{h} \right] \cong 89,4 [kW]$$

$$Pot_{Real Horno} = 305.000 * \frac{18}{10^6} = 5,49 \left[\frac{MMBtu}{h} \right] \cong 1.609 [kW]$$

a.3.2) Selección de placa orificio por línea de cada quemador.

Para seleccionar una placa adecuada para cada línea de abastecimiento de los quemadores, se debe realizar la siguiente secuencia:

- Determinar la proporción del flujo de aire necesarios para el quemador operando en “alto fuego” o “Potencia máxima”, para este caso una presión del aire de 6,89 kPa (16 osi)
- Determinar la proporción del flujo de gas. (dividir por factor, según el tipo de gas, indicado en la Tabla 4.14)
- Seleccionar la capacidad de la placa orificio anterior más cercano de la Tabla 4.15 (considerar que la capacidad de la placa se ofrece en diferentes diámetros de tuberías)

i. Proporción del flujo de aire.

Esta proporción es obtenida de tabla de cada quemador con sus capacidades de aire de combustión total. Para estimar la placa orificio se necesita la capacidad de aire total del quemador. Ésta es indicada en la Tabla 4.13

Tabla 4.13. Capacidad de aire total*, en pies³/h, para quemador HI1 (para Btu/h, multiplicar por 100)

Designación de quemador	Aire (pies ³ /h) (16 osi)	Aire (m ³ /h) (6,89 kPa)
6422-2	2600	74
6422-3	4100	117
6422-4	6300	180
6422-5	10300	294
6422-6	15700	449
6422-7-A	27000	771
6422-7-B	33500	957
6422-8	44800	1280

*Incluye el aire de atomización y de combustión

ii. Determinación relación aire/gas

Consiste en dividir la cantidad de aire total del quemador por la relación aire/gas según el tipo de combustible. La Tabla 4.14 indica el valor de esta relación según el tipo de gas.

Tabla 4.14. Relación aire/gas

Gas combustible	Relación aire/gas (10% ex de aire)
Natural	11
Propano	26,2
Butano	33,6
Gas de coquería	5,3

Así, el flujo de GLP es:

$$Flujo_{GLP} = \frac{Cap_{aire}}{Relac_{\frac{aire}{gas}}} \tag{4.14}$$

De la Tabla 4.13 se tiene que para el quemador 6422-3, la capacidad de aire total es de 4.100 pies³/h

$$Flujo_{GLP} = \frac{4.100}{26,2} = 156,489$$

$$Flujo_{GLP} = 157 \left[\frac{pie^3}{h} \right] \equiv 4,45 \left[\frac{m^3}{h} \right]$$

iii. Selección de número de placa orificio.

Para seleccionar la placa más adecuada bastará con ingresar en la Tabla 4.15, de la placa orificio, con el valor de flujo para GLP en pies³/h. Se debe seleccionar el valor anterior más cercano al flujo definido para el gas en particular. Luego, se debe comprobar su disponibilidad en el diámetro de entrada de gas para el quemador específico.

Con el valor para el flujo de GLP obtenido en la sección anterior, se ingresa en la Tabla 4.15, de donde se obtiene que la placa N° 270, posee una capacidad de 171 pies³/h, con una caída de Presión de 0,8 kPa (3,5 pulgada c.a.).

Se escoge esta placa porque es la primera disponible para un diámetro de tubería de 1", siendo el número de parte 8697-1, con una dimensión del orificio de 9,72 mm

Tabla 4.15. Capacidades de flujo para placa orificio 8697, North American

Plate No.°	Gas						Gas Natural (4"wc drop)	Diámetro Cañería 8697-								
	Natural (0.6 sg)	Coke (0.4 sg)	Propano (1.5 sg)	Butano (2.0 sg)	Aire (1.0 sg)	Oxígeno (1.1 sg)		.01 (1/2")	.0 (3/4")	.1 (1")	2 (1 1/4")	3 (1 1/2")	4 (2")	5 (2 1/2")	6 (3")	7 (4")
90	90	110	57	49	70	66	96	0.223								
108	108	132	68	59	84	79	115	0.243								
130	130	159	82	71	101	96	139	0.266								
156	156	191	99	85	121	115	167	0.290	0.289							
186	186	228	118	102	144	137	199	0.314	0.315							
225	225	275	142	123	174	166	241	0.342	0.344							
270	270	330	171	148	209	199	289	0.371	0.374	0.383						
324	324	397	206	177	251	240	346		0.408	0.419						
387	387	473	245	212	300	285	414		0.438	0.465						
468	468	572	296	256	362	344	500		0.476	0.496	0.508					
568	568	683	353	305	432	410	597			0.539	0.547					
675	675	826	427	370	522	496	722			0.586	0.600	0.604				
810	810	991	512	443	627	596	866			0.634	0.651	0.660				
9154	9154				7094					0.6584						
972	972	1190	615	532	752	715	1040				0.707	0.718	0.722			
1160	1160	1420	734	635	897	853	1240				0.760	0.781	0.790			

a.3.3) Determinación del regulador de flujo

Para obtener la especificación del regulador de flujo más adecuado, se debe ingresar en la Tabla 4.17 con el valor del flujo del gas en cuestión. La tabla disponible está configurada para gas natural. Sin embargo, se puede realizar la conversión a otros gases, corrigiendo el valor de la tabla multiplicándolo por un factor de flujo, el cual es función de la gravedad específica del tipo de gas. En la Tabla 4.16 se muestran los factores de flujo correspondientes para cada tipo de gas:

Tabla 4.16 Datos para diferentes gases.

Tipo de Gas	Grav. esp.	Factor de flujo
Natural	0,60	1,00
Coquería	0,40	1,22
Propano	1,50	0,63
Butano	2,00	0,55
Aire	1,00	0,77
Oxígeno	1,10	0,74

Tabla 4.17 Capacidades de válvulas reguladoras de flujo

Capacidad scfh	Designación de válvula y tamaño de tubería							
	1807-01 ½"	1807-0 ¾"	1807-1 1"	1807-2 1¼"	1807-3 1½"	1807-4 2"	1807-5 2½"	1807-6 3"
0.1	86	121	222	327	414	990	1 491	2 600
0.2	122	172	315	470	584	1400	2 110	3 675
0.3	149	210	386	564	715	1720	2 580	4 500
0.4	172	243	446	650	830	1980	2 982	5 200
0.5	192	272	500	730	925	2230	3 340	5 820
1.0	272	385	705	1030	1310	3150	4 720	8 220
2.0	384	542	990	1460	1850	4450	6 660	11 590
3.0	470	665	1210	1780	2270	5440	8 200	14 220
4.0	544	770	1410	2060	2620	6300	9 440	16 440
5.0	610	860	1580	2320	2930	7040	10 560	18 400
6.0	666	940	1720	2550	3210	7700	11 570	20 150

Para obtener el regulador de flujo apropiado se ingresa en la Tabla 4.17 con el valor del flujo de GLP equivalente a GN.

$$Flujo_{Eq\ GN} = Flujo_{GLP} * Factor_{Flujo} \tag{4.15}$$

$$Flujo_{Eq\ GN} = 157 * 0,632 = 99,22$$

$$Flujo_{Eq\ GN} = 99 \left[\frac{pies^3}{h} \right] \cong 2,8 \left[\frac{m^3}{h} \right]$$

De la Tabla 4.17 se obtiene que un limitador 1807-1, que produce una pérdida de 0,1 osi; es adecuado para cada mini tren de los quemadores del HI1. En la fig. 4.10 se muestra la disposición de los mini trenes paralelos de GN y GLP

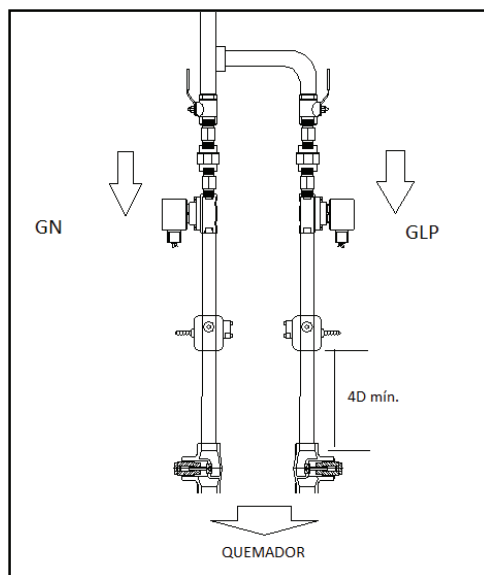


Fig.4.10 Disposición mini tren GN y GLP

a.4) Selección de válvula reguladora aire/gas

Para seleccionar una válvula o regulador aire/gas es necesario conocer el flujo de gas y las pérdidas de presión disponibles en máxima potencia. Esto está sujeto a las características del quemador específico.

El procedimiento consiste en dividir el flujo de gas (obtenido desde tabla del quemador) por un factor de la Tabla 4.18, esto dependiendo de la pérdida que se dispone. Luego seleccionar desde la Tabla 4.19 aquel regulador que más se acerque a las capacidades requeridas.

A continuación se muestran las tablas que permiten la selección de la válvula reguladora.

Tabla 4.18. Factor para pérdidas de presión distintas a 2 osi.

Pérdida de presión (osi)	Factor
1	0.707
2	1.00
2 1/2	1.12
3	1.22
4	1.41
6	1.73

Tabla 4.19 Capacidad (pies³/h) para máxima abertura, considera 2 osi de pérdida de presión.

Designación Regulador	Gravedad Especifica			
	0.4	0.6	1.5	2
7216-01	348	285	180	156
7216-0	659	540	341	295
7216-1	854	700	442	383
7216-2	2110	1730	1090	946
7216-3	3420	2800	1770	1530
7216-4	5860	4800	3030	2630
7216-5	8420	6900	4360	3770
7216-6	11100	9100	5750	4980
7216-7	21470	17600	11120	9630

De ii) conocemos que :

$$Flujo_{GLP} = 157 [pie^3/h] \equiv 4,45 \left[\frac{m^3}{h} \right]$$

Esto para un quemador. Sin embargo el equipo consta de 18 quemadores similares, como la válvula es una sola, se debe multiplicar el valor individual por la cantidad total de quemadores presentes en el equipo.

Así se tiene que:

$$Flujo_{GLP} = 157 \left[\frac{pie^3}{h} \right] * 18 = 2826 \left[\frac{pie^3}{h} \right]$$

Y considerando una pérdida de 2 osi y una gravedad especifica de 1,5 (propano) se ingresa en la Tabla 4.19 y se obtiene que una válvula reguladora adecuada es la designada como “7216-6”

a.5) Sistema detección de fugas

Con objeto de hacer segura la operación con GLP y a la vez mejorar las condiciones existentes, se estima la implementación de un sistema de detección de fugas y posibles emanaciones.

Este sistema se considera la instalación de sensores de gas, según el tipo, cada cierta cantidad de quemadores. Una recomendación técnica, proveniente de personal especializado en el área, señala que un sensor cada tres (3) quemadores puede brindar una cobertura aceptable ante posibles emanaciones estableciendo así condiciones seguras de operación.

Por un tema de densidades, los sensores de GN deben ser colocados sobre la línea de conexión de los quemadores y los detectores de GLP bajo esta línea.

b) Horno Revenido.

Debido a las características de los quemadores de este equipo, se presentan grandes similitudes con el sistema del HII. Esto permite determinar los equipos y accesorios análogamente a lo efectuado para el caso anterior.

b.1) Regulación segunda etapa.

La regulación se configura similar al horno Inclinado. Donde el sistema se compondrá de una by-pass de medición, para luego pasar por la regulación principal (conjunto de regulador de presión, válvulas de seguridad manual y automática, y finalmente el regulador de aire/gas). Posteriormente, se disponen tres trenes en paralelo alimentando cada quemador en forma independiente.

b.2) Tren particular de cada quemador.

Como ya se ha mencionado, es necesario establecer trenes paralelos para cada combustible tal que se logre una total dependencia operacional entre un combustible y otro. Al igual que en el caso anterior se indica el procedimiento sólo para uno de dichos trenes.

b.2.1) Capacidad del Aire de Combustión

De la Tabla 4.20 se tiene que para el quemador 6435-6, la capacidad de aire total es de 15.200 pies³/h. De esta forma:

$$Flujo_{GLP} = \frac{15.200}{26,2} = 580,153$$

$$Flujo_{GLP} = 580 [pie^3/h] \equiv 16,4 \left[\frac{m^3}{h} \right]$$

Tabla 4.20. Capacidad de aire de combustión HR1

Quemador	fuel	aire principal					Longitud de llama a 16 osi
		0.2	1	4	9	16	
6435-1	gas	65	240	545	870	1220	9"
	oil	85	232	545	865	1200	
6435-2	gas	170	500	1090	1660	2280	8"
	oil	165	430	1070	1660	2280	
6435-3	gas	235	680	1530	2490	3420	12"
	oil	300	665	1430	2320	3180	
6435-4	gas	545	1270	2830	4350	6050	20"
	oil	665	1240	2750	4310	5850	
6435-5	gas	895	2060	4460	6950	9500	22"
	oil	895	2110	4760	7450	10000	
6435-6	gas	1000	3500	7100	11300	15200	38"
	oil	1200	3600	7400	11200	15000	

b.2) Placa Orificio

De la Tabla 4.16 se selecciona la placa N° 810, con capacidad de 512 pies³/h (14,4 m³/h), con una caída de presión de 0,87 kPa (3,5 w.c.= 8,7 mbar).

Considerando que el diámetro es 1 1/2", la designación de la placa es 8697-3.

b.3) Regulador de Flujo.

Para obtener el regulador de flujo apropiado se ingresa en la Tabla 4.17 con el valor del flujo de GLP equivalente para GN.

$$Flujo_{Eq\ GN} = Flujo_{GLP} * Factor_{Flujo}$$

$$Flujo_{Eq\ GN} = 580 * 0,632 = 366,56$$

$$Flujo_{Eq\ GN} = 367 \left[\frac{pie^3}{h} \right] \cong 10,39 \left[\frac{m^3}{h} \right]$$

Así se tiene que la válvula reguladora de flujo 1807-3, produce una pérdida de 0,1 osi; ésta es aplicable para el mini tren de GLP.

b.4) Válvula de regulación aire/gas

Como ya se conoce el flujo individual de los quemadores, se tiene que:

$$Flujo_{GLP} = 580 [pie^3/h] * 3$$

$$Flujo_{GLP} = 1740 [pie^3/h]$$

Luego se ingresa a la Tabla 4.19 considerando iguales condiciones que para HI1 se tiene que la válvula designada como: “7216-3” cumple con la función reguladora necesaria para el equipo.

b.5) Detección de Fugas y Seguridad

En cuanto a la seguridad para este equipo en la operación de GLP, se estima como medida de alerta la instalación de un sensor de GLP (propano) y otro de GN (metano). Tal que permita la alerta temprana acerca de cualquier escape o fuga inadvertida.

En Anexo B, Tabla B.1 se indican las características de funcionamiento de los sensores.

c) Piscinas de Calentamiento

Las especificaciones técnicas de los equipos empleados para el caso de las piscinas de agua, no están considerados dentro de los alcances del proyecto, por lo que sólo se indicarán a grosso modos las modificaciones que se implementarán en dichos equipos.

La conducción es aérea hasta el punto indicado en la figura 4.11, donde luego baja y pasa por una estación de medición, posteriormente por su respectiva regulación.

Se muestra a continuación (fig. 4.11, 4.12) la disposición global de cada equipo y la orientación que debe seguir la conducción de gas.

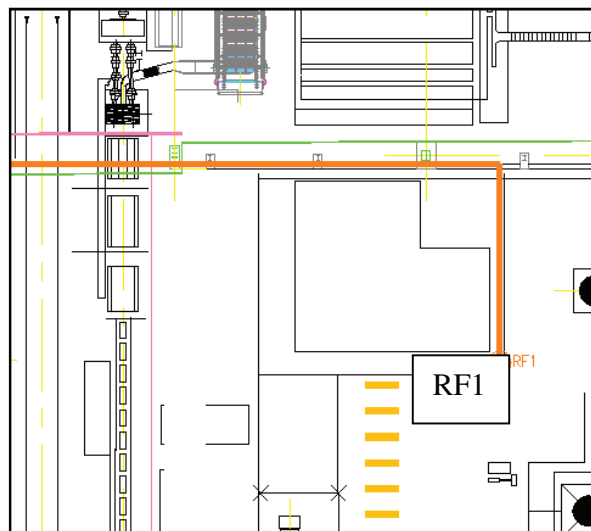


Fig.4.11 Esquema conducción hasta RF1 (trazado naranja)

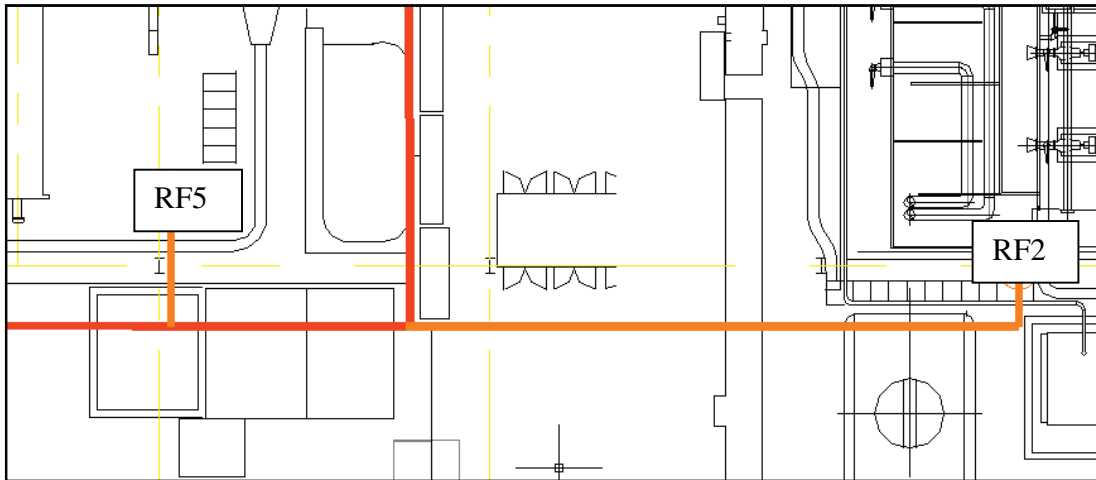


Fig. 4.12 Esquema conducción LF5 y RF2 (trazado naranja)

Estos equipos representan una de las mayores preocupaciones desde el punto de vista de la seguridad, ya que en ellos el riesgo de daños a personas es mayor que en los hornos. Esto debido principalmente a la configuración física de los equipos (bajo nivel de piso) y al grado de intervención humana que requiere su operación, además, asociando a esto últimas acciones poco seguras por parte del personal resultan altamente necesario implementar un medidas para reducir los riesgos existente.

c.1) Regulación y calibración.

Debido al tipo de quemador, no se puede independizar completamente el sistema de selección de combustible. Esto debido a que el quemador es del tipo atmosférico, donde el flujo de gas debe ser regulado en segunda instancia por la boquilla de entrada al quemador, independiente del flujo presente en la línea. Así, al cambiar de combustible, se deberá realizar el cambio de boquilla correspondiente. Esto implica la intervención directa de mano de obra especializada

c.2) Seguridad piscinas.

c.2.1) Piscina de calentamiento para Roll Former 1 (RF1)

Para este caso en particular, es necesario mejorar las condiciones y el proceso de encendido de los quemadores. Además la condición física de estar situada bajo el nivel de piso hace de esta zona una fuente de riesgo.

En principio, el sistema estaba habilitado para encender con un piloto automático, sin embargo este sistema se encuentra inoperante (Fig. 4.13).



Fig.4.13 Estado sistema de ignición automático dañado

Actualmente el encendido es realizado mediante un sistema “artesanal” compuesto por una manguera de alimentación de GN, en efecto, el sistema parece no tener mayor problema, pero para el caso de operar con GLP se vuelve altamente riesgoso.



Fig.4.14 Manguera empleada para encendido de quemadores.

Modificaciones:

- Se implementará un sistema de encendido automático como opción definitiva (nuevo o restauración del antiguo existente).
- Como la densidad de GLP es mayor a la del aire, éste tiende a concentrarse en zonas bajas, en especial si el recinto presenta condiciones bajo piso ideales para ello, como lo es el caso de la localización de los quemadores. Para abordar esta situación, se instalará un ventilador o impulsor de aire, en la zona bajo nivel, éste realizará un barrido del área, tal que permita la dilución del posible acumulamiento de GLP hasta fuera de los límites de inflamabilidad del

gas. Para detectar la existencia de una posible fuga, se instalarán sensores de GLP y GN, tal que alerten acerca de la presencia de alguna emanación inminente.

c.2.2) Piscina de calentamiento para Roll Former 2 (RF2)



Fig. 4.15 Quemadores RF2, agua de temple.

En estos equipos en particular, existe una configuración para operar con dos combustibles, en este caso GLP y GN, por lo cual será necesario determinar la ubicación para la medición de GLP y su conexión permanente al sistema.



Fig. 4.16 Tren paralelo para dos combustibles.

Modificaciones:

- Conexión permanente de línea de GLP
- Habilitación de un sistema de encendido automático permanente.
- Instalación de un soplador para barrido de gas residual.
- Implementación de sensores de GLP y GN para detectar posibles fugas.

c.2.3) Piscina de calentamiento para línea Forja 5 (LF5)

Esta línea, consta sólo de un quemador atmosférico. De las tres es la menos riesgosa, sin embargo se aplicarán medidas similares a las empleadas en resto de piscinas.

- Sensores de GN y GLP para detectar fugas.
- Autonomía en el sistema de encendido.



Fig.4.17 Quemador y tren de GN LF5.

Capítulo 5. ESTUDIO ECONÓMICO

5.1 Selección de combustible

Moly-Cop Chile, planta Talcahuano, utiliza como combustible actualmente, para sus equipos y componentes del área de tratamientos térmicos, gas natural. Es de vital importancia para la empresa disponer prontamente de una red de combustible que respalde al actual. Por ello, es necesario evaluar económicamente las opciones aplicables.

El estudio económico tiene por objeto caracterizar, económicamente, el funcionamiento de las instalaciones operando con la(s) alternativa de respaldo analizada(s). De este modo, el estudio permite cuantificar, justificar y entrega argumentos basales para solventar la decisión que se tome a la postre.

Además es necesario conocer las condiciones y situación actual que presenta el proyecto respecto al combustible primario. Para ello se desarrolla un análisis operacional de ambos combustibles, es decir de GLP vs GN.

Para el análisis operacional se empleará como principal criterio de comparación, el precio del combustible, el cual en principio presenta pequeñas diferencias, por lo que es bueno estimar bajo que cifras es mejor, o más rentable, un combustible sobre el otro.

5.2 Petróleo Diesel

Como se ha mencionado, con anterioridad, durante el año 2011 se elaboró un proyecto simulando la operación en base a petróleo Diesel como respaldo de combustible. Esta alternativa, al momento de ser cotizada, refiere un precio cercano a los 140 millones de pesos y un costo operacional anual (mantención y otros) cercano al 8% de la inversión inicial.

Sumado a lo anterior, en negociaciones con “COPEC”, se obtiene un precio, conversable, aproximado de 28US\$/MMBtu.

5.3 Gas licuado de petróleo

Con anterioridad al año 2010 (terremoto) se disponía de una red operando con este combustible solamente con fines de bajo consumo, tal como calderas de agua caliente, equipos de casino, entre otros, pero no apta para operar en altos niveles de consumo.

El proyecto se caracteriza por tres grandes fases; sistema de almacenamiento, redes de distribución y finalmente la adaptación de los equipos térmicos.

“Abastible” es la principal empresa distribuidora de GLP a nivel industrial en la zona, principalmente debido a su estratégica ubicación que posee, esto a través de la planta de envasado localizada en el parque industrial de la bahía Lenga.

Luego de negociaciones con la empresa, Abastible especifica las etapas en las que puede participar eficientemente y realiza una propuesta. La propuesta es atractiva, por lo cual se decide por aceptar la oferta de “Abastible”. Su participación comprende el desarrollo y montaje de las etapas de almacenamiento y tendido de cañerías hasta los puntos de consumo, no cubriendo la adaptación de los equipos operacionales. En su propuesta, debido a diversos factores pero según lo referido por la empresa en cuestión, basado en la retención y captación de clientes, fija un porcentaje de participación en la inversión inicial del proyecto. Resumiendo lo anterior, se tienen las siguientes características:

Valor total de la instalación	: \$ 69.698.248
Total inversión Abastible	: \$ 47.538.832
Valor total a cancelar (IVA incl.)	: \$ 26.369.705

Para la adaptación de los equipos y disposición técnica según los requerimientos impuestos, se licita a una empresa especializada en combustión, la realización de estos trabajos. La empresa lleva por nombre “TERMOMIN”^[29], donde su propuesta inicial es de \$47.000.000 + IVA, con un total por el proyecto de \$ 57.930.000.

5.4 Definición de parámetros bases para el análisis económico

5.4.1 Capacidad operacional

Del capítulo 2, se tiene que la capacidad instalada actual de la planta Moly-Cop Talcahuano corresponde a 260.000 ton/año. Estos corresponden a productos de molienda, principalmente bolas de acero de diferentes dimensiones. El valor de venta de productos terminados referente es de 1000 USS/Ton.

5.4.2 Estandarización del consumo energético térmico

Se normaliza el consumo de energía requerido en los equipos y componentes del área térmica de la planta.

a) Factor de utilización

La totalidad de la capacidad energética instalada en los equipos, por la configuración del proceso productivo, difícilmente será utilizada a plena carga durante todo el año. Por ello, es necesario determinar un factor de utilización.

Para el caso estudiado se toma el registro histórico de consumo de los meses mayo 2011-mayo 2012, donde, para caracterizar el período operacional, se emplea como referente el mayor consumo efectuado el cual corresponde al mes de mayo 2012. Este valor refleja la tendencia productiva de la planta para período en curso y subsiguientes. Así se tiene la siguiente relación:

$$Fac_{Util} = \frac{MC}{CI}$$

Donde:

Fac_{Util} : Factor utilización de la capacidad instalada.

MC : Máximo consumo, tomando como referencia el consumo de mayo 2012. (Tabla 4.4, pág. 36)

CI : Capacidad instalada total de los equipos. (Valor extraído de tabla 4,3 pág.35; kW convertidos a MMBtu)

Entonces:

$$Fac_{Util} = \frac{8,86 \left[\frac{MMBtu}{h} \right]}{19,7 \left[\frac{MMBtu}{h} \right]}$$

$$Fac_{Util} = 0,449$$

b) Consumo energía anual

Se define como el consumo de energía anual a la capacidad instalada multiplicada por el número de horas anuales multiplicadas por el factor de utilización.

Se tiene lo siguiente:

$$CE_{anual} = 19,7 \left[\frac{MMBtu}{h} \right] * (365 * 24 + 6) \left[\frac{h}{año} \right] * 0,449$$

$$CE_{anual} = 77\,537,9 \left[\frac{MMBtu}{año} \right] = 81\,806 \left[\frac{MJ}{año} \right]$$

c) Consumo energía térmica por producción

Este ítem se define según la capacidad operacional y la estimación del consumo de energía del área térmica. Para ello se considera lo siguiente:

$$CET = \frac{CE_{anual}}{CO}$$

Donde:

CET : Consumo de energía térmica [MMBtu/ton]

CE_{anual} : Consumo energía anual [MMBtu/año]

CO : Capacidad operacional de la planta. [ton/año]

$$CET = \frac{77.537,9}{260.000}$$

$$CET = 0,298 \left[\frac{MMBtu}{Ton} \right]$$

5.4.3 Costo de la energía

Se define el costo de energía particular para la planta Moly-Cop Talcahuano.

En la Tabla 5.1 se indica el precio de compra para diferentes combustibles válidos por el mes de Julio de 2012.

Tabla 5.1 Precios de combustibles para Moly-Cop

	GN	PD	GLP
US\$*/MMBtu	23,4	27,16	23,88
\$/MMBtu	\$ 11.466	\$ 13.308	\$ 11.701

*Valor dólar igual a \$490, promedio julio

Precios incluyen IVA e Impuesto Específico.

Es importante describir el funcionamiento del impuesto específico (impuesto base) para los combustibles líquidos, éste tiene una tasa fija según tipo de combustible. Además existe un impuesto “adicional” aplicado a los combustibles utilizados en automoción o transportes, cuyo valor es aplicado a los principales combustibles empleados en esta industria; es decir: gasolinas, petróleo Diesel, Gas licuado para automóviles y Gas natural para automóviles. Hace unos años, este impuesto fue levantado para el caso de los combustibles gaseosos (GLP y GN).

Para el caso del empleo de combustibles a nivel industrial y en operaciones ajenas a la industria del transporte, el impuesto específico “adicional” es reembolsado completamente a los usuarios. Es decir, para el caso en estudio, el precio del petróleo indicado, omite el valor de este impuesto con fines prácticos para la comparación de las opciones analizadas. Sin embargo en la Tabla 5.2 se indican los valores de impuesto según el tipo de combustible.

Tabla 5.2 Impuesto base para combustibles ^[27]

COMBUSTIBLE	componente base UTM/m3
Gasolina automotriz	6
Petróleo Diesel	1,5
GLP consumo vehicular	1,4
Gas natural comprimido	1,93

5.4.4 Vida útil proyectos

Según tablas de vida útil ^[24] de activos entregadas por Servicio de Impuestos Internos, en subdivisión referente a empresas del sector y petróleo y gas natural. La vida útil para: “*baterías de recepción en tierra (estanques, bombas, sistemas de cañerías con válvulas, calentadores, instrumentos de Control, elementos de seguridad contra incendios y prevención de riesgos, etc)*”

corresponde a 10 años, existiendo la posibilidad de depreciar aceleradamente a un tercio (1/3) del período normal de depreciación.

5.4.5 Criterios de evaluación

En la práctica, los criterios de utilización más recurrente corresponde al VAN y TIR, también en algunos casos es aplicable el periodo de recuperación. Para el caso en particular se empleará principalmente VAN y TIR, donde la principal condición para ambos, es que asuman un valor positivo.

Para la situación de comparación entre GLP y PD, no se empleará el valor de TIR, debido a que como los flujos presentan valores negativos, el cálculo de TIR no es posible.

a) VAN, Valor Actual Neto

VAN permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

La interpretación del VAN es algo simple; si el valor VAN es positivo, el proyecto debe realizarse, de modo contrario si es negativo, no se recomienda llevar a cabo el proyecto. Además, si este toma un valor igual a cero, indica que el proyecto no agrega valor contable sobre la rentabilidad exigida. De por sí, la utilización del VAN no es suficiente, por lo mismo se emplea en compañía de la TIR para obtener resultados más confiables.

b) TIR, Tasa Interna de Retorno

Una de las interpretaciones aceptada, para este criterio, es la rentabilidad que entrega el proyecto por sobre la rentabilidad exigida.

5.4.6 Configuración de los Flujos de caja

“ Cómo construir los flujos de caja del proyecto

Un factor de mucha relevancia en la confección correcta de un flujo de caja es la determinación del horizonte de evaluación que, en una situación ideal, debiera ser igual a la vida útil real del proyecto, del activo o del sistema que origina el estudio.

Sin embargo la mayoría de las veces esto no es posible, ya que el ciclo de vida real puede ser tan largo que hace imposible confiar en las proyecciones mas allá de cierto plazo o porque la

comparación de alternativas de vidas útiles muy distintas hace conveniente optar por criterio que se adecúen a cada situación.

Se puede identificar la existencia de alternativas con igual vida útil, con vidas útiles distintas donde existe repetibilidad perpetua mediante reinversiones en iguales tecnologías o vidas útiles distintas, en la que al menos una de las opciones no coincide con el periodo de evaluación.

La estructura general de construcción de cualquier flujo de caja es la misma, cualquiera sea el objeto de la inversión o la finalidad del estudio. Sin embargo cuando el proyecto se evalúa para una empresa en marcha se pueden presentar distintas situaciones que deben ser claramente comprendidas para poder emplear en forma correcta los criterios que incorporen las particularidades de cada una de esas situaciones.

Cuando un proyecto mide la conveniencia de un reemplazo de activos, generalmente será irrelevante el cambio en los niveles de capital de trabajo para financiar la operación del negocio. Pero cada vez que se evalúe y sea una ampliación de la capacidad como la internalización de algún proceso de la empresa o el abandono de alguna actividad realizada internamente, se deberá incluir, según corresponda, el incremento o disminución de la inversión mantenida en capital de trabajo.

Cuando se comparan proyectos con distintas vidas útiles, existen dos procedimientos destacados sobre el resto:

- *Evaluar todos los proyectos al plazo de término del que tiene la menor vida útil*
- *Calcular el costo anual equivalente de las opciones.*

Cuando las dos situaciones tienen variables comunes, éstas podrán obviarse por ser irrelevantes para la decisión”

Párrafos basados en Texto “Proyectos de Inversión Formulación y Evaluación”, Nassir Sapag Chain.^[31]

a) Gas licuado de petróleo y petróleo diesel.**a.1) Flujo de caja Incremental.**

Esta configuración de flujo de caja se empleará para comparar el caso del petróleo Diesel con el de GLP, donde se considerará el de mayor costo de inversión como el proyecto base, es decir PD.

Así, los resultados obtenidos representarán la situación de GLP sobre PD.

Los componentes del flujo serán:

- a) *Ingresos y egresos afectos a impuestos*: se debe incluir con signo positivo el mayor ingreso por venta de los equipos si es que existiese ésta. Se ingresa con signo positivo el ahorro o reducción de los costos de funcionamiento que implica utilizar uno u otro combustible. Se tomará como base el de mayor costo.
- b) *Gastos no desembolsables*: incluyen la variación esperada en la depreciación y valor libro. Los valores libro deben ir con signo negativo en el año cero
- c) *Cálculo del impuesto*: este ítem presenta valor positivo. Serán considerados a modo de referencia, ya que como el proyecto con PD no existe en la práctica, ello implica que el impuesto calculado no se debe pagar, ya que esta aplicado a un beneficio netamente económico generado por la decisión de emplear un combustibles sobre otro.
- d) *Ajustes por gastos no desembolsables*: se reversan los gastos no desembolsables por no constituir movimientos de caja. La depreciación corresponde a la diferencia entre la depreciación del sistema actual y la depreciación en la situación con proyecto. Si esta tuviese signo positivo. Al momento de realizar el ajuste por gastos no desembolsables se deben agregar con valor negativo.
- e) *Ingresos y egresos no afectos a impuestos*: incluye la inversión inicial que determina la opción de hacer el reemplazo y su valor remanente al final del período de evaluación.

La Tabla 5.3 muestra el flujo de caja que resulta de la aplicación de los conceptos descritos en este punto.

Tabla 5.3 Ítems flujo de caja.

ITEM\AÑO
Ahorro por precio de combustible
Total ahorro
Mantenición PD
Cambio depreciación
UAI
Impuesto a la renta 18,5% (-)
UDI
Depreciación (+)
Inversión Inicial
Valor residual activos (+)
Flujo caja neto

Fuente: elaboración propia

a.2) Ahorro por diferencia de precios

Se toma como base el consumo anual de energía para el período mayo 2011-2012.

$$ADP = C_{PD} - C_{GLP}$$

Donde:

C_{PD} : Costo petróleo anual.*

C_{GLP} : Costo GLP anual.*

$$ADP = 1.034.358.572 - 909.443.399$$

$$ADP = \$124.915.174$$

**El costo anual deriva de multiplicar el precio, por unidad de energía, de cada combustible por el consumo energético anual (b)*

a.3) Mantenición PD

Aquí se incluyen los beneficios o costos que presenta al elegir entre un sistema u otro. Para este caso el valor es positivo, ya que la mantención de la red de petróleo, donde el principal activo es la sala de bombas impulsoras, es un gasto que no se realizará en el empleo de GLP debido a que la empresa responsable de la mantención de estanques, válvulas y cañerías es la misma empresa constructora (Abastible). Además, la mantención asociada a los equipos y sus líneas es de responsabilidad de Moly-Cop. Este gasto no se incluirá debido a que la mantención tanto para GN y GLP es de similares características, y por lo tanto irrelevante para la evaluación en curso.

a.4) Cambio en la depreciación

Tanto el proyecto de PD como de GLP se deprecia en 10 años. Esto define el periodo de evaluación de ambos proyectos. Además, se considerará depreciación lineal y ésta corresponderá al 50% de la inversión total de cada proyecto en particular.

Para obtener el valor de la variación en la depreciación bastará con restarle a la depreciación mayor la de menor valor.

$$Var_{Dep} = Dep_{PD} - Dep_{GLP}$$

a.5) Impuesto a la renta

Moly-Cop, empresa afecta de impuesto a primera categoría. De este modo, el impuesto a pagar para el año 2012 corresponde a 18,5%.

a.6) Inversión inicial.

Para el flujo incremental, se debe considerar la diferencia entre la inversión que requiere el proyecto con PD y la que requiere el proyecto con GLP. En este caso en particular, este valor toma un valor positivo. Esto refleja un beneficio adicional en la selección de la alternativa de combustible.

$$INV = INV_{PD} - INV_{GLP}$$

Donde:

INV : Inversión para flujo incremental

INV_{PD} : Inversión requerida por proyecto con petróleo Diesel

INV_{GLP} : Inversión requerida por proyecto con GLP

a.7) Valor residual de activos

En caso de ser necesario, se empleará la siguiente relación.

$$VR = \frac{FCN - Dep_{periodo}}{tasa_{dscto}}$$

Donde:

VR : Valor residual.

FCN : Flujo de caja neto

$Dep_{período}$: Depreciación normal del período en cuestión.

$tasa_{dscto}$: Tasa de descuento demandada para el proyecto.

Para el caso del sistema actual de GN, se considerará que está completamente depreciado, por lo que su valor residual será igual a cero. El sistema de GLP y PD, se estimará con una depreciación normal a toda la inversión durante el horizonte de evaluación.

a.8) Flujo de caja neto

Contabiliza los ingresos y egresos netos del flujo.

a.9) Tasa de Descuento

Para efectos de evaluación y actualización de los valores futuros.

Utilizando el modelo CAPM

$$Tasa_descuento = tasa\ libre\ de\ riesgo + (riesgo\ mercado - tasa\ libre\ de\ riesgo) * \beta$$

Donde:

Tasa libre de riesgo: 5 % ^[30]

Riesgo mercado: se considerará el riesgo del mercado de combustibles en Chile. 10%

β : Beta de la industria de petróleo y gas, tomada del valor estimado para EE.UU.^[33] = 1,07

$$Tasa_{descuento} = 5\% + (10\% - 5\%) * 1,07$$

$$Tasa_{descuento} = 10,35\%$$

Tabla 5.5 Flujo de caja incremental PD vs GLP

ITEM\AÑO	0	1	2	3	4
ahorro por precio de combustible		\$ 124.915.174	\$ 124.915.174	\$ 124.915.174	\$ 124.915.174
Total ahorro		\$ 124.915.174	\$ 124.915.174	\$ 124.915.174	\$ 124.915.174
mantención PD		\$ 11.200.000	\$ 11.200.000	\$ 11.200.000	\$ 11.200.000
cambio Depreciación		-\$ 2.885.015	-\$ 2.885.015	-\$ 2.885.015	-\$ 2.885.015
UAI		\$ 133.230.159	\$ 133.230.159	\$ 133.230.159	\$ 133.230.159
Impuesto a la renta 18,5% (-)		-\$ 24.647.579	-\$ 24.647.579	-\$ 24.647.579	-\$ 24.647.579
UDI		\$ 108.582.580	\$ 108.582.580	\$ 108.582.580	\$ 108.582.580
Depreciacion (+)		\$ 2.885.015	\$ 2.885.015	\$ 2.885.015	\$ 2.885.015
Inversión Inicial	\$ 57.700.295				
Valor residual activos (+)					
Flujo Caja Neto	\$ 57.700.295	\$ 111.467.594	\$ 111.467.594	\$ 111.467.594	\$ 111.467.594

5	6	7	8	9	10
\$ 124.915.174	\$ 124.915.174	\$ 124.915.174	\$ 124.915.174	\$ 124.915.174	\$ 124.915.174
\$ 124.915.174	\$ 124.915.174	\$ 124.915.174	\$ 124.915.174	\$ 124.915.174	\$ 124.915.174
\$ 11.200.000	\$ 11.200.000	\$ 11.200.000	\$ 11.200.000	\$ 11.200.000	\$ 11.200.000
-\$ 2.885.015	-\$ 2.885.015	-\$ 2.885.015	-\$ 2.885.015	-\$ 2.885.015	-\$ 2.885.015
\$ 133.230.159	\$ 133.230.159	\$ 133.230.159	\$ 133.230.159	\$ 133.230.159	\$ 133.230.159
-\$ 24.647.579	-\$ 24.647.579	-\$ 24.647.579	-\$ 24.647.579	-\$ 24.647.579	-\$ 24.647.579
\$ 108.582.580	\$ 108.582.580	\$ 108.582.580	\$ 108.582.580	\$ 108.582.580	\$ 108.582.580
\$ 2.885.015	\$ 2.885.015	\$ 2.885.015	\$ 2.885.015	\$ 2.885.015	\$ 2.885.015
					\$ 0
\$ 111.467.594	\$ 111.467.594	\$ 111.467.594	\$ 111.467.594	\$ 111.467.594	\$ 111.467.594

Fuente: elaboración propia

Los valores obtenidos mediante este análisis indican que los factores más influyentes en el proyecto son el precio del combustible y el valor de la inversión inicial. Sin embargo, el análisis muestra que se necesitaría una inversión de 719 millones de pesos en GLP para hacer rentable la posibilidad de emplear PD. Esto, en la práctica, es de baja probabilidad de ocurrencia por lo que a la inversión inicial le resta importancia en esta ocasión.

Según los datos manejados por la empresa, se sabe que al realizar la instalación de un sistema nuevo en base a petróleo Diesel aproxima los 150 millones de pesos, cifra considerable, pero a la vez no inaceptable; sin embargo, al realizar la comparación con los cerca de 80 millones que demanda el sistema empleando GLP, se hace mucho menos atractiva frente a su competencia. Dado lo anterior, es necesario mencionar y enfatizar un punto; Abastible, como empresa participante en el proyecto y por políticas propias tomadas según la situación pasada por el país (febrero de 2010), establece una cotización global cercana a los 60 millones, de los cuales ellos como empresa, realizan un aporte de lo que prácticamente equivale a la concesión o garantía de los estanques de almacenamiento, esto aproxima los 38 millones en total. El costo que corresponde a la implementación del sistema de dualidad de los equipos, propuesto por “Termomin”, según parecer personal del evaluador, es demasiado elevado en función de que pudiese existir un mejor acuerdo. Sin embargo, dado la situación de urgencia y necesidad del proyecto, y además de la buena reputación de la empresa subcontratada ya mencionada, se decide en aceptar dicha oferta para efectuar la etapa del proyecto.

b) Análisis de situación de GLP vs GN.**b.1) Flujo de caja incremental.**

Para este caso, se emplea el flujo incremental para comparar el combustible en estudio vs el combustible actual. Donde el combustible actual asumirá el rol de proyecto base y GLP la de proyecto modificado.

De igual modo, las variables y componentes son similares, salvo aquellas que se indiquen respectivamente.

- a) *Ingresos y egresos afectos a impuestos:* se ingresa con signo positivo o negativo el ahorro o aumento de los costos, respectivamente, de funcionamiento que implica utilizar uno u otro combustible.
- b) *Gastos no desembolsables:* incluyen la variación esperada en la depreciación y valor libro. Los valores libro deben ir con signo negativo en el año cero
- c) *Cálculo del impuesto:* en este caso las utilidades del proyecto arrojan valores negativos por no haberse incluido los ingresos de la empresa que, como se mencionó antes, son iguales para las diversas alternativas y, por lo tanto, carecen de irrelevancia para la decisión. Así, el impuesto refleja el ahorro tributario con que contribuye esta opción hacia el total de la empresa, al bajar la utilidad total de ella.
- d) *Ajustes por gastos no desembolsables:* se reversan los gastos no desembolsables por no constituir movimientos de caja. La depreciación corresponde a la diferencia entre la depreciación del sistema actual y la depreciación en la situación con proyecto. Si esta tuviese signo positivo. Al momento de realizar el ajuste por gastos no desembolsables se deben agregar con valor negativo.
- e) *Ingresos y egresos no afectos a impuestos:* incluye la inversión inicial que determina la opción de hacer el reemplazo y su valor remanente al final del período de evaluación.

La Tabla 5.6 muestra el flujo de caja que resulta de la aplicación de los conceptos descritos en este punto.

Tabla 5.6 Ítems flujo de caja.

ITEM\AÑO
Diferencia precio
Total
Depreciación
UAI
Impuesto a la renta 18,5% (-)
UDI
Depreciación (+)
Inversión Inicial
Valor residual activos (+)
Flujo caja neto

Fuente: elaboración propia

b.2) Ahorro por diferencia de Precios

Se toma como base el consumo anual de energía para el período mayo 2011-2012.

$$ADP = C_{GN} - C_{GLP}$$

Donde:

C_{PD} : Costo GN anual.

C_{GLP} : Costo GLP anual.

b.3) Mantención

Este ítem es similar para ambos combustibles. Primeramente por necesitar similares características de mantención. Además como se ha mencionado, lo referente a mantención de estanques y válvulas afines, es responsabilidad de la empresa abastecedora de GLP.

En resumen; no se incluye en este flujo de caja.

b.4) Depreciación

Se depreciará el proyecto de GLP normalmente (10 años) considerando un 50% de inversión en activos físicos.

b.5) Impuesto a la renta

Moly-Cop, empresa afecta a impuesto de primera categoría. De este modo, el impuesto a pagar para el año en curso corresponde a 18,5%.

Para la situación preliminar dada, se aprecia que los impuestos presentan signo positivo. Como se había mencionado esto se debe al impacto positivo que tiene sobre el pago de impuesto sobre las utilidades ganadas por la empresa, es decir, que la empresa disminuye sus utilidades al emplear GLP sobre gas natural

b.6) Inversión inicial.

Se considera la inversión requerida por el proyecto de gas licuado

b.7) Valor residual de activos

No se estima la venta de ningún equipo al final del período de evaluación.

b.8) Resultados

b.8.1) VAN

Tabla 5.7 GN vs GLP

Tasa de descuento.	10,35%
VAN =	-\$ 159.849.116

El VAN negativo, indica que bajo las condiciones inicialmente planteadas, no es conveniente preferir el GLP sobre GN. Indicando al GN como la mejor opción, en este caso tanto sobre GLP como sobre PD. Sin embargo, lo anterior no indica que el proyecto de GLP no sea bueno, ya que el principal objetivo del empleo de GLP es que actúe como respaldo.

En la Tabla 5.8 se tabula los resultados obtenidos para el flujo de caja realizado.

Tabla 5.8 Flujo de caja GN vs GLP

ITEM\AÑO	0	1	2	3	4
Diferencia de precio		-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269
Total		-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269
Depreciación		-\$ 4.114.985	-\$ 4.114.985	-\$ 4.114.985	-\$ 4.114.985
UAI		-\$ 22.395.255	-\$ 22.395.255	-\$ 22.395.255	-\$ 22.395.255
Impuesto a la renta 19% (-)		\$ 4.143.122	\$ 4.143.122	\$ 4.143.122	\$ 4.143.122
UDI		-\$ 18.252.132	-\$ 18.252.132	-\$ 18.252.132	-\$ 18.252.132
Depreciación (+)		\$ 4.114.985	\$ 4.114.985	\$ 4.114.985	\$ 4.114.985
Inversión Inicial	-\$ 82.299.705				
Valor residual activos (+)					
Flujo Caja Neto	-\$ 82.299.705	-\$ 14.137.147	-\$ 14.137.147	-\$ 14.137.147	-\$ 14.137.147

5	6	7	8	9	10
-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269
-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269	-\$ 18.280.269
-\$ 4.114.985	-\$ 4.114.985	-\$ 4.114.985	-\$ 4.114.985	-\$ 4.114.985	-\$ 4.114.985
-\$ 22.395.255	-\$ 22.395.255	-\$ 22.395.255	-\$ 22.395.255	-\$ 22.395.255	-\$ 22.395.255
\$ 4.143.122	\$ 4.143.122	\$ 4.143.122	\$ 4.143.122	\$ 4.143.122	\$ 4.143.122
-\$ 18.252.132	-\$ 18.252.132	-\$ 18.252.132	-\$ 18.252.132	-\$ 18.252.132	-\$ 18.252.132
\$ 4.114.985	\$ 4.114.985	\$ 4.114.985	\$ 4.114.985	\$ 4.114.985	\$ 4.114.985
					\$ 0
-\$ 14.137.147	-\$ 14.137.147	-\$ 14.137.147	-\$ 14.137.147	-\$ 14.137.147	-\$ 14.137.147

Fuente: elaboración propia

b.8.2) Análisis de sensibilidad

Las condiciones actuales indican que es mucha mejor opción optar por operar con GN que con GLP. Sin embargo, esto no siempre será así. Para conocer bajo qué circunstancias la elección se invierte, se realiza un análisis similar al efectuado para el flujo de caja anterior.

Como se ha dicho, el valor $VAN=0$, indica cuando es indiferente una alternativa de la otra. Así, empleando la herramienta “Buscar objetivo” se obtienen los siguientes valores:

VAN=0 ; Cuando:

Costos GN = \$ 11.926 / MMBtu y Costo GLP = \$11.701 / MMBtu

Costos GN = \$ 11.466 / MMBtu y Costo GLP = \$11.241 / MMBtu

De lo anterior se tiene que independiente de la inversión que requiere GLP, nuevamente la variación en el costo de la energía es quien determina la variabilidad de la selección.

Claramente la alternativa de GLP será más conveniente cada vez que su precio sea inferior al de GN por unidad de energía. Además se puede establecer que esta diferencia de precio debe ser mínimo de 225 \$/MMBtu. Cualquier valor superior será favorable a la operación con GLP. Cualquier otra diferencia igual o menor respaldará la opción de mantener la operación con GN.

Capítulo 6. CONCLUSIONES

Con el desarrollo del presente trabajo se concluye acerca de los siguientes aspectos:

Estudio técnico

Luego del levantamiento realizado en la planta, se obtienen los valores de potencia instalada y de los consumos energéticos del área en estudio (2,5 MW térmicos). Estos valores fueron los contemplados para efectuar el dimensionamiento de las instalaciones (Anexo E), tanto de almacenamiento como de distribución. Para el caso del almacenamiento, se dimensiona un estanque que permite una operación autónoma de 60 horas. Tras este período, la empresa proveedora de combustible es la responsable de mantener la disponibilidad de éste en el estanque. Dicho abastecimiento lo hace mediante camiones.

Para la distribución del combustible hacia los equipos internos de la planta, se consideró la reutilización de parte de una red antigua de GLP. La reutilización facilita significativamente las operaciones y trabajos técnicos que se deben realizar en la instalación de cañerías subterráneas, esto principalmente basado en la complejidad del terreno cercano a la zona de almacenamiento, el cual posee una serie de conducciones subterráneas, entre ellas canalizaciones eléctricas, lo que representa un alto riesgo para el transporte de gases. Para garantizar la viabilidad de utilizar esta red en forma segura, fue necesario realizar una prueba de hermeticidad, de acuerdo con *D.S. 66 art. 78.3.5*, la cual resultó satisfactoria.

Las conducciones que deben ir dispuestas al interior de la nave de procesos, siguen un trazado acorde con la disposición física de la infraestructura existente. Dada la disposición física de la planta, es necesario rodear una bodega de materiales peligrosos que se encuentra en el trayecto de las redes. También se considera la existencia de puentes grúa al interior de la nave, motivo por el cual se decide llevar las líneas de combustible por sobre el nivel de los rieles de dichas máquinas. En este tramo del circuito se alimenta los dos equipos principales; el horno de revenido y el horno inclinado.

Para garantizar la disponibilidad de los equipos térmicos se selecciona e instala un sistema paralelo de regulación para los hornos. Es decir, cada quemador tiene la opción de operar con el combustible actual o el de respaldo. Para ello se debe reconfigurar el sistema para que utilice GLP y a la vez se intervienen los ramales ya existentes para la operación con GN. En resumen se especifica la regulación de segunda etapa para el equipo y luego para cada quemador independientemente.

El análisis de los hornos, permite detectar que los componentes de los mini-trenes de regulación existentes están sobredimensionados para el uso del combustible actual (GN). Esto debido principalmente a que el diseño original consideraba la operación con gas industrial. Este sobredimensionamiento tiene directa incidencia sobre la calibración de cada quemador en cuanto a la lectura de la placa orificio, ya que como se ha mencionado en el estudio técnico, en especial para el HR1, se necesita de una potencia distinta según sea la posición del quemador a lo largo del horno (*Fig. B10 del Anexo B*). Esta distribución de potencias se logra interviniendo el regulador de flujo según la lectura realizada en la placa orificio, el sobredimensionamiento no permite una lectura confiable de ésta y por lo tanto no garantiza una calibración precisa. Dado lo anterior es recomendable el cambio de los accesorios ya mencionados. Notar que dicho cambio no está dentro de los alcances del presente informe.

Un análisis de los quemadores instalados en las piscinas de temple, permite concluir que presentan dificultades para un encendido seguro. El sistema de encendido de los quemadores era absolutamente manual. Al operar con GN el riesgo de explosiones puede ser bajo, sin embargo, dado que los equipos se encuentran aprox. 0,5 m bajo el nivel del suelo, la operación con GLP implica un riesgo altísimo, dada la alta probabilidad de acumulación de gas en el subsuelo. El empleo de este arcaico sistema de encendido implicaría una explosión inminente. Para resolver esta situación de alto riesgo se selecciona e instala un sistema automático de encendido contemplando también la instalación de sopladores a nivel de subsuelo en cada piscina de calentamiento. El soplador realizará un barrido previo al encendido, con lo cual se diluye cualquier grado de concentración de gas acumulado en el fondo.

Estudio económico

Para el desarrollo del estudio económico, dentro de todo, se utiliza el método de flujo de caja incremental, consistente en realizar una comparación de dos proyectos simultáneos, el cual permite definir importantes aspectos representativos.

Un análisis comparativo entre el combustible originalmente utilizado por la empresa (PD) y el sugerido en este proyecto (GLP) permite obtener un VAN positivo (valor) que favorece el uso de este último.

Un análisis de sensibilidad de la evaluación, lleva a que una inversión en GLP mayor o igual a 719 millones de pesos hace más rentable la posibilidad de emplear PD. Esto, en la práctica, es de baja probabilidad de ocurrencia por lo que a la variable de inversión inicial se le resta relevancia para este caso.

Un segundo análisis compara la situación del combustible de respaldo (GLP) con el actualmente utilizado (GN). Se obtiene como resultado un VAN negativo, lo que indica que bajo las condiciones planteadas, no es conveniente preferir el GLP sobre el GN. Indicando al GN como la mejor opción tanto sobre GLP como sobre PD. Sin embargo, lo anterior no indica que el proyecto de GLP no sea bueno, ya que el principal objetivo del empleo de GLP es que actúe como respaldo. Al aplicar la sensibilización se obtiene que la alternativa de GLP es más conveniente cada vez que su precio sea inferior al del GN en un monto no inferior a 225 \$/MMBtu.

BIBLIOGRAFÍA

1. **CEPSA ELF GAS.** *Manual de instalaciones de GLP.* [Archivo digital] 2001.
2. Análisis del modelo de negocio ENAP. [En línea] [Citado el: 21 de julio de 2012.] <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno10/enap/ENAP>.
3. Suministro de gas natural a Chile. [En línea] [Citado el: 21 de julio de 2012.] <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno06/Swap/node5.html>.
4. **Servicio de Impuestos Internos.** Impuestos indirectos. [En línea] [Citado el: 15 de julio de 2012.] http://www.sii.cl/aprenda_sobre_impuestos/impuestos/impuestos_indirect.
5. **ENAP.** *Memoria Anual 2011.* Santiago : s.n., 2011.
6. **NFPA.** NFPA 13. *Norma para la instalación de sistema de rociadores.* [Electrónico]. 1996. Traducido y editado en español bajo licencia NFP, por el instituto Argentino de normalización.
7. **Verschae, José P.** *Mercado de los combustibles líquidos en Chile.* 25 de septiembre de 2008. Mecanismos de abastecimiento y sistema de fijación de precios.
8. **Ministerio de economía fomento y reconstrucción.** Dcto-29. *Reglamento de seguridad para almacenamiento, transporte y distribución de gas licuado.* 06 de diciembre de 1986.
9. —. Dcto-254. *Reglamento de seguridad para el transporte y distribución de gas natural.* 30 de septiembre de 1995.
10. **Minsiterio de economía fomento y reconstrucción.** Dcto-67. *Reglamento de servicio de gas de red.* 07 de mayo de 2004.
11. **Ministerio de economía, fomento y reconstrucción.** Dcto-66. *Reglamento de instalaciones interiores y medidores de gas.* Santiago : s.n., 02 de febrero de 2007.
12. **Insituto Nacional de Normalización.** NCh-Of 389. *Sustancias peligrosas-Almacenamiento de sólidos, líquidos y gases inflamables-Medidas de seguridad.* 1999.
13. **ACHS.** *Prevención y control de incendios.* [Digital] [ed.] Danilo Silva. Prevención y protección contra incendios.
14. **Ministerio del trabajo y asuntos sociales, España.** NTP 294. Medidas preventivas.
15. **Ministerio de trabajo y asuntos sociales, España.** NTP 293. *Explosiones BLEVE; evaluación de la radiación térmica.* [Digital].
16. **Ministerio de energía.** *Antecedentes de la matriz energética en Chile y sus desafíos para el futuro.* Santiago : s.n., julio de 2011.
17. **Ministerio de economía fomento y reconstrucción.** Dcto-90. *Reglamento de seguridad para el almacenamiento, refinación, transporte y expendio al público de combustibles líquidos derivados del petróleo.* 20 de agosto de 1996.
18. **One Steel.** *BROADENING OUR HORIZONS, Memoria Anual.* One Steel. 2011.
19. —. One Steel. [En línea] [Citado el: 20 de agosto de 2012.] <http://www.onesteel.com/home.asp>.
20. **Pro-Cobre.** *Instalaciones de Gas Natural.* Santiago, Chile : s.n., 2004. 956-7776-00-8.
21. **Lapesa.** *Almacenamiento y suministro de GLP.* Zaragoza : s.n., 2011.
22. **Resite.** *Detección de Gas.* 2012.
23. **Algas SDI.** *Aplicaciones Energéticas.* octubre de 2010. Aparatos y accesorios para instalaciones de gases y líquidos.

24. **Servicio de Impuestos Internos.** Tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado. [En línea] 26 de diciembre de 2002.
http://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm.
25. **Fisher.** Guía para el comprador de equipos. [En línea] www.fisherregulators.com.
26. **Comisión Nacional de Energía.** CNE. [En línea] [Citado el: 4 de agosto de 2012.]
<http://www.cne.cl>.
27. **Ministerio de Energía.** Diario Oficial de la República de Chile. *Fija precios de referencia para combustibles derivados del petróleo.* 08 de agosto de 2012.
28. **Pro-Cobre.** *Instalacion de Gas en baja presión.* Santiago, Chile : s.n., 2004. 956-776-01-6.
29. **TERMOMIN.** *Regularización sistema de encendido HII, HRI.* Concepción : s.n., 2012.
30. **Banco Central .** Tasa libre de riesgo. [En línea] [Citado el: 20 de agosto de 2012.]
<http://www.bcentral.cl/estadisticas-economicas/series-indicadores/index.htm>.
31. **Sapag Chain, Nassir.** *Proyectos de inversión :formulación y evaluación.* 2011.
32. —. *Proyectos de Inversión, Preparacion y Evaluación.* 2011. 978-956-343-106-3.
33. **Damodaran, Aswath.** The data page. [En línea] <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

ANEXO A

Cálculo y dimensionado del almacenamiento y conducciones.

Tabla A1. Características para estanques de diámetro igual a: 1,25; 1,50 y 1,75 m

Modelo Lapesa (Ref.)	Capacidad Nominal (litros)	Propano Almacenado (Kg.)	Superficie total (m ²)	Peso en vacío aproximado (Kg.)	Descarga mínima de válvula de seguridad (m ³ /min. aire)	
					Aéreo	Enterrado
LP 2450*	2.450	1.029	10,1	600	71,0	49,7
LP 2670*	2.670	1.121	10,9	650	75,6	52,9
LP 4000*	4.000	1.680	15,3	900	99,8	69,8
LP 4440*	4.440	1.865	16,8	990	107,7	75,4
LP 4660*	4.660	1.957	17,6	1.030	111,9	78,3
LP 4880*	4.880	2.050	18,4	1.080	116,1	81,2
LP 6430*	6.430	2.701	23,5	1.370	141,9	99,3
LP 6650*	6.650	2.793	24,3	1.420	145,8	102,1
LP 6870*	6.870	2.885	25,1	1.460	149,7	104,8
LP 7090*	7.090	2.978	25,9	1.510	153,6	107,5
LP 8334*	8.334	3.500	30,3	1.770	174,7	122,3
LP 4950*	4.950	2.079	16,1	1.250	104,0	72,8
LP 7000*	7.000	2.940	21,7	1.680	132,9	93,0
LP 10*	10.000	4.200	29,9	2.280	172,8	121,0
LP 13*	13.000	5.460	38,1	2.880	210,8	147,6
LP 16*	16.000	6.720	46,2	3.490	246,9	172,8
LP 19*	19.000	7.980	54,4	4.090	282,3	197,6
LP 22*	22.000	9.240	62,6	4.710	316,8	221,7
LP 11*	10.750	4.515	28,6	2.440	166,6	116,6
LP 13*-17	13.000	5.460	34	2.880	192,0	134,4
LP 15*	15.300	6.426	39,3	3.320	216,3	151,4
LP 20*	19.900	8.358	50	4.200	263,5	184,4
LP 24*	24.450	10.269	60,6	5.130	308,5	215,9
LP 29*	29.000	12.180	71,3	6.010	352,4	246,7
LP 34*	33.600	14.112	82	6.880	395,3	276,7
LP 38*	38.200	16.044	92,6	7.760	436,7	305,7

Figura A.2 Curva de P-T de GLP en fase gaseosa.

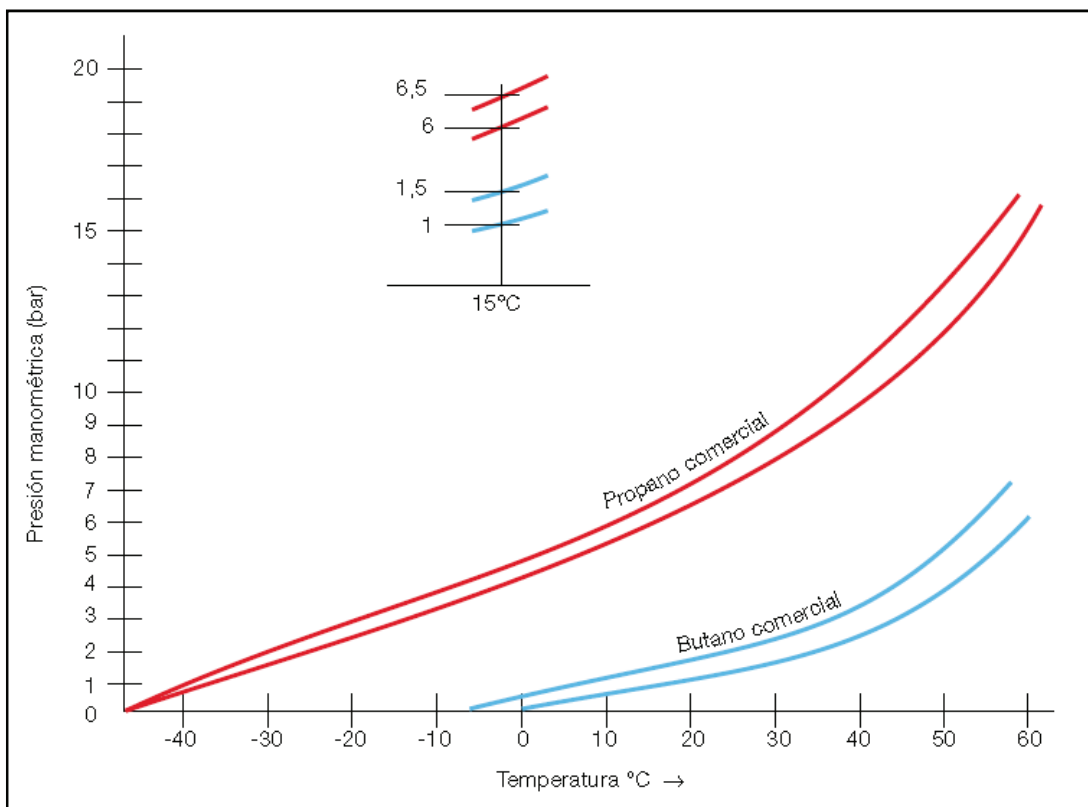


Tabla A3 Longitud equivalente en de accesorios en metros.

Pérdida de carga	Codo 90°	Codo 45°	Tee recta	Válvula globo
3/8	0,3	0,3	0,1	2,45
1/2	0,6	0,4	0,2	4,4
3/4	0,75	0,45	0,25	6,1
1	0,9	0,55	0,27	7,6
1 1/4	1,2	0,8	0,4	10,5
1 1/2	1,5	0,9	0,45	13,5
2	2,15	1,2	0,6	16,5
2 1/2	2,45	1,5	0,75	19,5
3	3,05	1,8	0,9	24,5

ANEXO B

Accesorios y partes de la regulación de segunda etapa

B1) Válvula Reguladora de Presión.

Regulador de presión de Segunda Etapa. Corresponde a un regulador 7345 FNA para alta presión. Posee una válvula de alivio interna, para el caso de sobre presiones. Posee la particularidad de poder ser utilizado con diversos tipos de gases.



Fig.B.1 Regulador 7345 de Alta presión.

B.2) Válvula de Seguridad de Corte Manual y Automático.

Estas válvulas tienen amplio uso en líneas de suministro de combustible, tal como quemadores de hornos, calderas u otros. Las válvulas permiten el corte total del combustible transportado.

En el caso de la válvula automática, esta es compuesta por un solenoide, en estado normal se encuentra cerrada, al recibir energía el solenoide la válvula abre completamente el paso de Gas. La válvula entra en acción ante cualquier imprevisto o irregularidad que se presente en el circuito electrónico de seguridad. La válvula no puede ser reabierta hasta que la reparación del circuito este completa, regresando así la energía a la válvula.

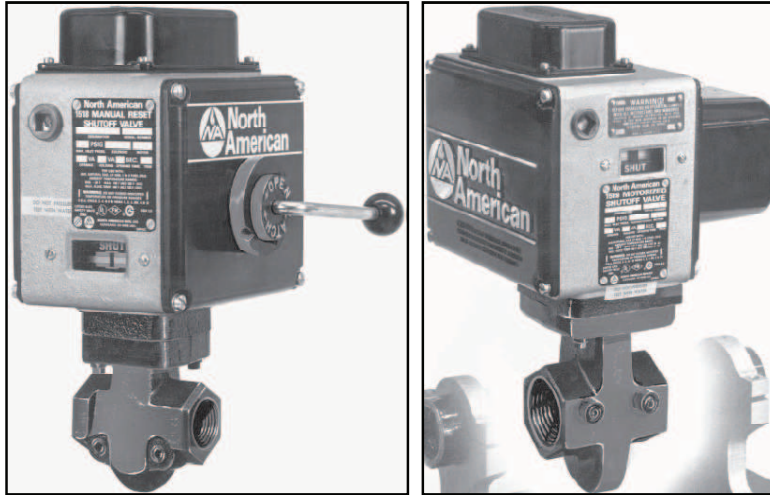


Fig. B.2 Válvula de corte 1518 , 1519; accionamiento manual y automático respectivamente.

B.3) Regulador Aire/Gas.

Los reguladores de aire/gas son utilizados en quemadores de boquilla y pre-mezcla con el fin de alcanzar temperaturas uniformes utilizando el mínimo exceso de aire. El regulador aire/gas permite reducir la demanda de aire para combustión, lo cual se traduce en un aumento en la economía de combustible.

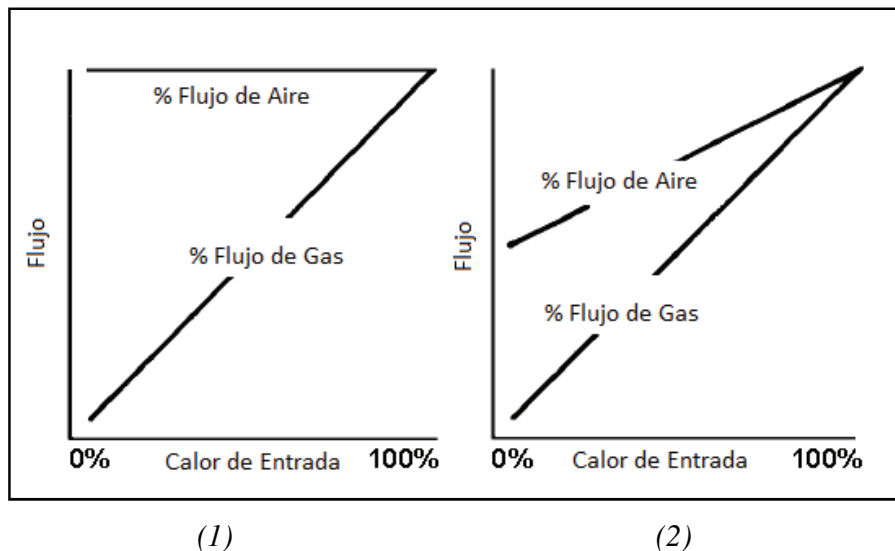


Fig B.3 (1) Flujo de aire Provisto por válvula reguladora; (2) Flujo de aire suministrado con Regulador Aire/Gas.

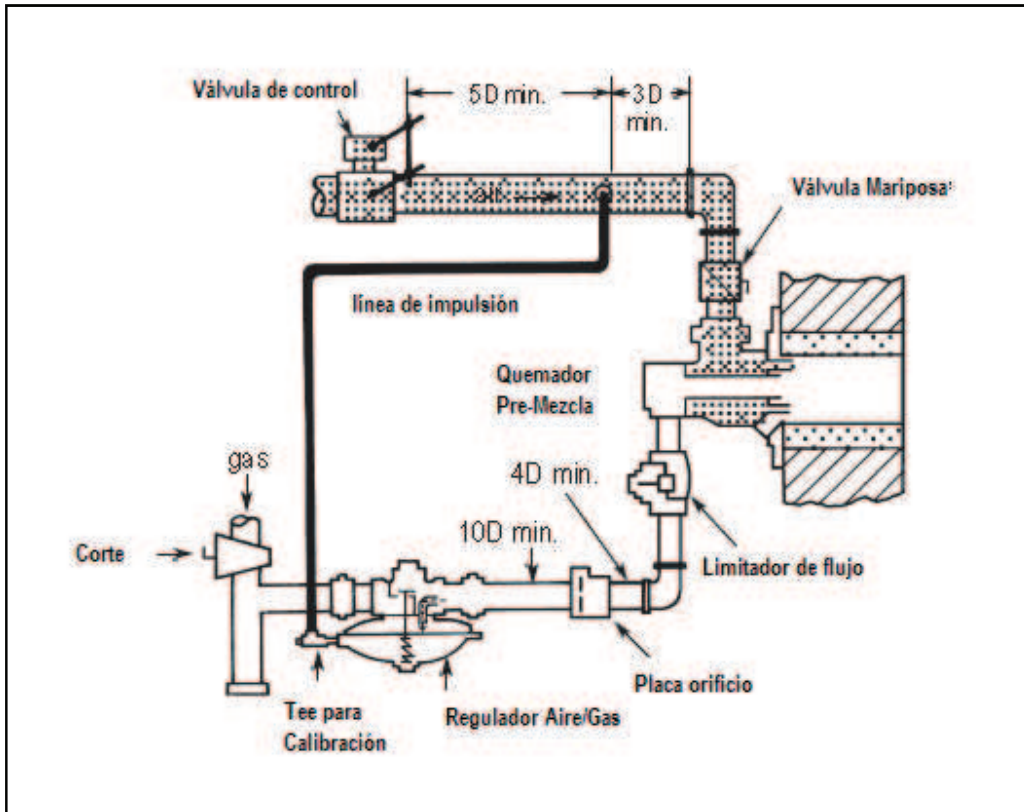


Fig. B.4. Configuración recomendada para quemadores de Pre-Mezcla y Boquilla.

B.4) Mini Trenes

Se entenderá por “mini tren” al conjunto de accesorios y válvulas que anteceden el circuito de cañerías previo a cada quemador. El fin de estos trenes es permitir la regulación particular de cada quemador según la condición de operación requerida.

B.4.1) Válvula de corte

Corresponde a una válvula de globo de acción manual. Esta simplemente permite dar o cortar completamente el paso de combustible.

B.4.2) Regulador de altura

Permite regular la altura del tren respecto al orificio de conexión del quemador.

B.4.3) Válvula Solenoide

Es una válvula de acción automática, está conectada con el sensor de encendido ubicado en el quemador. Corta o permite el paso de fluido, dependiendo de la orden del sensor de encendido.



Figura B.5 Solenoide

B.4.4) Placa Orificio

Corresponde a un dispositivo que permite la medición de flujo de gas con alta precisión. La medición obtenida en la placa permite la regulación del flujo, de modo tal que el quemador funcione según las condiciones deseadas.

El tipo de placa es provisto por North American.



FigB.6 Placa orificio 8697

B.4.5) Regulador de Flujo

Un limitador de Flujo permite configurar la proporción aire/gas en el quemador. Posee un conector en forma de “V” el cual puede ser ajustado sensible y precisamente con un tornillo. Al girar en sentido horario el flujo aumenta.

Su función complementa a la realizada por la placa orificio.

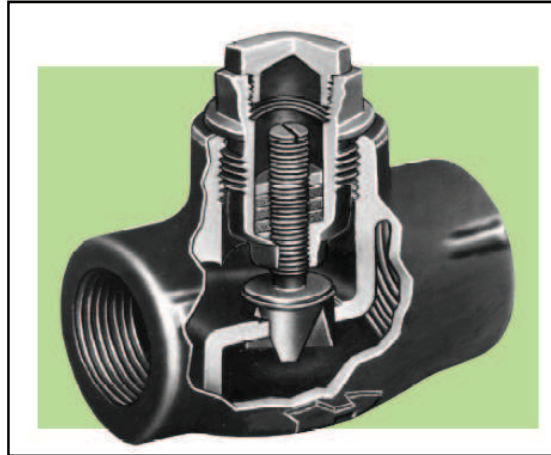


Fig. B.7 Limitador de Flujo 1807

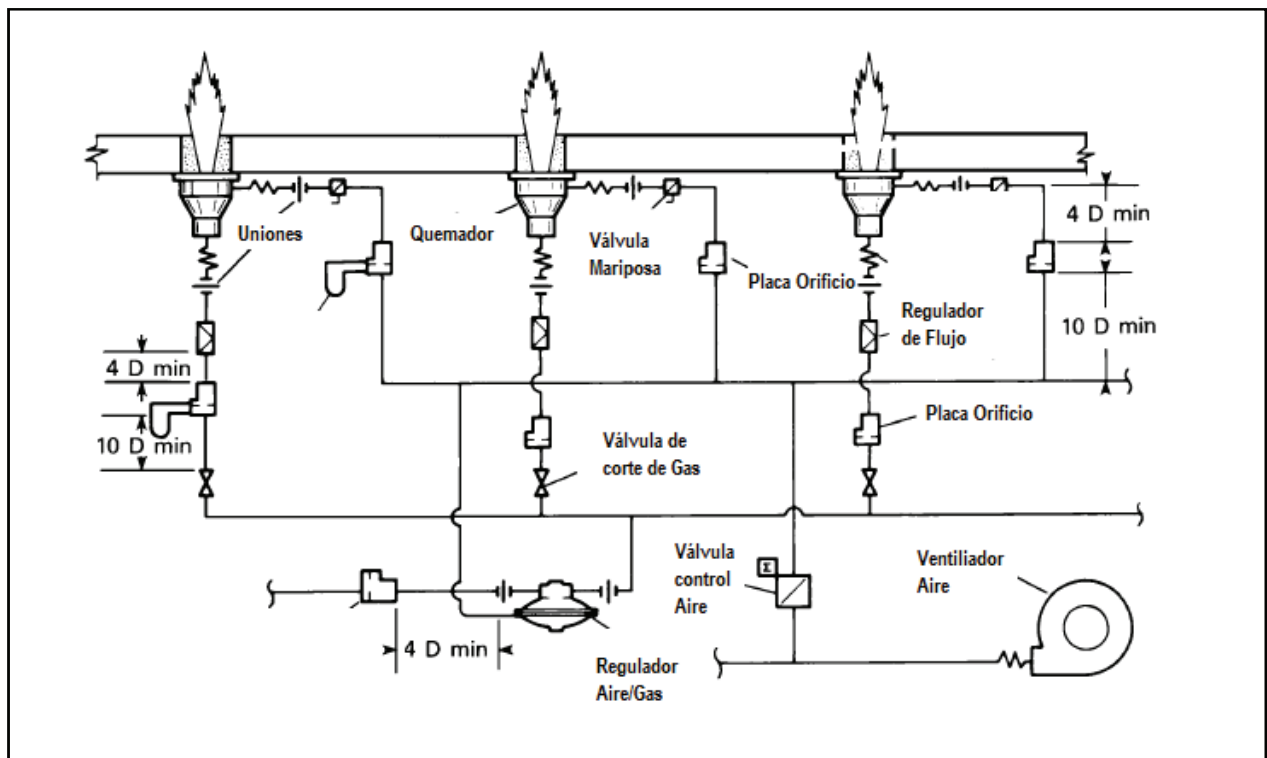


Fig. B.8 Recomendaciones de distancias entre elementos en el sistema.

B. 5 Detector de Gases:

Se emplea como referencia el equipo MQ-5, provisto por “HANWEI ELECTRONICS CO.,LTD”.

Éste equipo presenta las siguientes características:

- Alta sensibilidad a: GLP; Gas natural; Gas de ciudad.
- Baja sensibilidad al alcohol, humo
- Rápida respuesta.
- Amplia vida útil
- Circuito conductivo simple.

Aplicaciones:

Son usados en la detección de acumulación de gases tanto en equipos domésticos como industriales.

Especificaciones:

Tabla B.1

símbolo	Nombre del parámetro	Condiciones Técnicas	Observación
Vc	Voltage del Circuito	5 V ± 0.1	AC o DC
Vh	Voltage de calentamiento	5 V ± 0.1	AC o DC
Pl	Resistencia de Carga	20 K ohms	
Rh	Resistencia de calentador	31 ± 10%	
Ph	Consumo de Calentamiento	menor que 800 mW	
To	temperatura de operación	-10°C-50°C	
Ts	Temperatura de	-20 °C- 70°C	

	almacen.		
Rh	Humedad Relativa	Menos a 95%	
O ₂	Concentración de Oxígeno	21% (condiciones st) puede afectar la sensibilidad	Mínimo valor es sobre 2%
Rs	Resistencia de sensor	10 k Ω - 600 k Ω	Alcance de detección de concentración: 200-10.000 ppm GLP, GNL; GN; Propano, isobutano, Gas ciudad
α (5000 ppm/1000 ppm CH ₄)	Pendiente de rango de concentración	$\leq 0,6$	
Condiciones st de detección	Temp. 20°C Vc 5V \pm 0,1 Humedad 65% $\pm 5\%$ Vh 5V \pm 0,1		
Tiempo de Pre calentamiento	Sobre 24 horas		

Tabla B.2 Reguladores Alta Presión Fisher.

Reguladores de Alta Presión Piloteados Comerciales/Industriales						
NÚMERO DEL TIPO	CAPACIDADES EN BTU POR HORA / SCM ³ PROPANO ⁽¹⁾	TAMAÑO DE ORIFICIO, EN PULGADAS / mm	CONEXIONES DE ENTRADA Y SALIDA	RANGO DE PRESIÓN DE SALIDA, psig / bar	CONFIGURACIÓN DE PRESIÓN DE SALIDA, psig / bar	PRESIÓN DE ENTRADA MÁXIMA DE OPERACIÓN, psig / bar
99-510P	29 400 000 / 331	7/8 / 22	2 pulgadas FNPT	7-inches w.c. to 2 / 17 mbar to 0,14	1 / 69 mbar	250 / 17,2
99F-510P			2 pulgadas / DN 50 CL300 FF			
99-511P	33 206 000 / 374		2 pulgadas FNPT	1 to 5 / 69 mbar to 0,34	5 / 0,34	
99F-511P			2 pulgadas / DN 50 CL300 FF			
99-513P	36 368 000 / 409		2 pulgadas FNPT	2 to 10 / 0,14 to 0,69	10 / 0,69	
99F-513P			2 pulgadas / DN 50 CL300 FF			
99-512P	37 950 000 / 427		2 pulgadas FNPT	5 to 15 / 0,34 to 1,0	15 / 1,0	
99F-512P			2 pulgadas / DN 50 CL300 FF			
99-515P	41 112 000 / 463		2 pulgadas FNPT	10 to 20 / 0,69 to 1,4	20 / 1,4	
99F-515P			2 pulgadas / DN 50 CL300 FF			
99-903P	44 275 000 / 498		2 pulgadas FNPT	10 to 65 / 0,69 to 4,5	30 / 2,1	
99F-903P			2 pulgadas / DN 50 CL300 FF			
99-502PH	50 600 000 / 570	1-1/8 / 29	2 pulgadas FNPT	1 to 5 / 69 mbar to 0,34	5 / 0,34	300 / 20,7
99F-502PH			2 pulgadas / DN 50 CL300 FF			
99-503PH	61 668 000 / 694		2 pulgadas FNPT	2 to 10 / 0,14 to 0,69	10 / 0,69	
99F-503PH			2 pulgadas / DN 50 CL300 FF			
99-504PH	63 250 000 / 712		2 pulgadas FNPT	5 to 15 / 0,34 to 1,0	15 / 1,0	
99F-504PH			2 pulgadas / DN 50 CL300 FF			
99-505PH	67 993 000 / 765		2 pulgadas FNPT	10 to 20 / 0,69 to 1,4	20 / 1,4	
99F-505PH			2 pulgadas / DN 50 CL300 FF			
99-901PH	74 318 000 / 837		2 pulgadas FNPT	10 to 65 / 0,69 to 4,5	30 / 2,1	
99F-901PH			2 pulgadas / DN 50 CL300 FF			

1. Capacidad con base en una presión de entrada de 20 psig / 1,4 bar mayor que la presión de salida, registro externo y 20% de droop.
 NOTA: Hay disponibilidad de rangos de resorte y estilos de cuerpo adicionales. Sírvase consultar a su distribuidor de equipos de Gas LP para más información.

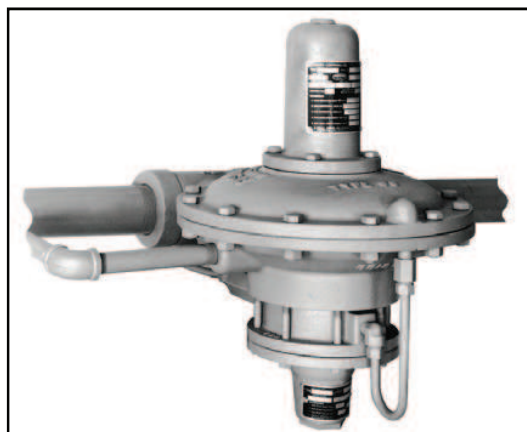


Fig. B.9 Regulador Fisher, Serie 99

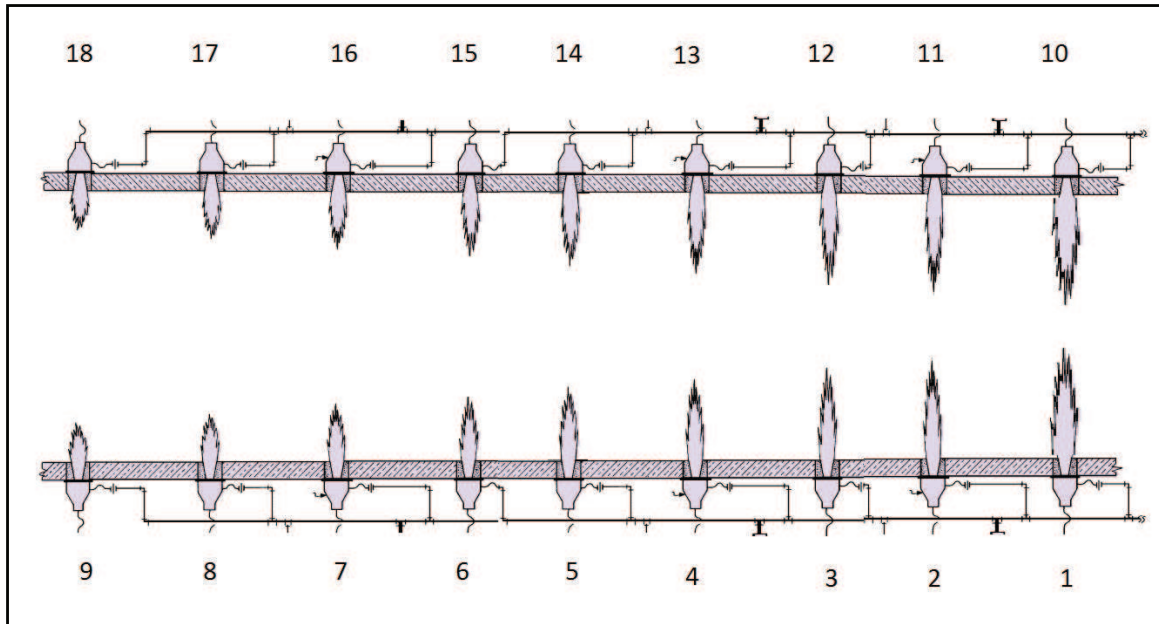


Fig. B.10 Distribución de Quemadores Horno Inclinado

ANEXO C

Clasificación de quemadores

C.1) Clasificación de Quemadores.

De los diversos tipos de quemadores existentes, podemos realizar la siguiente clasificación general:

C.1.1) Quemadores atmosféricos

El quemador atmosférico de premezcla es aquel en el cual el gas combustible y el aire primario se mezclan previamente antes de llegar a la zona de combustión. Si el quemador es de gas inductor, a expensas de la energía cinética de éste se arrastra el aire atmosférico; si es de aire inductor, a expensas de la energía de presión del aire se arrastra el gas, que generalmente se encuentra a presión relativa nula. El calificativo de atmosférico se debe a que el aire primario es arrastrado desde la atmósfera por la corriente de gas, y también porque la combustión se realiza a presión atmosférica.

El principio de funcionamiento fue desarrollado en 1855 por el químico alemán Robert Bunsen

- i) **Regulación de la potencia:** existen dos opciones principales para regular la potencia del quemador. Una corresponde a variar la obturación (boquilla) de ingreso de Gas al quemador. Otra opción es modificar la el desplazamiento de la boquilla del inyector respecto al tubo Venturi.
- ii) **Aplicaciones:** Potencias unitarias de 30 a 300 kW. Cocinas domésticas o industriales, Como antorchas, entre otras.

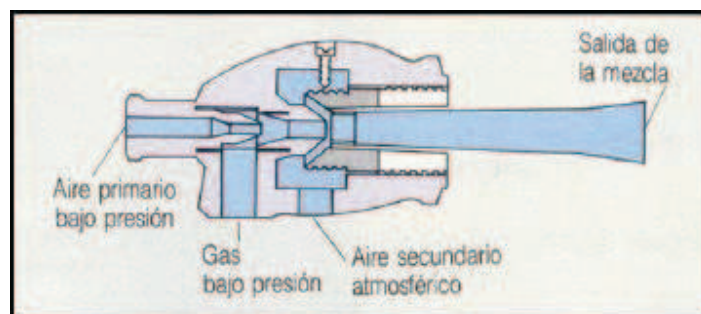


Fig3.21 quemador atmosférico

C.1.2) Quemador de premezcla

Una válvula mezcladora es la encargada de obtener una mezcla de composición y presión constantes. La presión del gas se iguala en todo momento a la del aire, Para regular la potencia se varía el caudal del aire.

i) Características:

Se genera una mezcla total a una presión importante y muy constante. Gran constancia en la mezcla aire-combustible. Regulación precisa sin modificación de la proporción de la mezcla.

ii) Aplicaciones: Potencias de hasta 4.000 m³/h o 47.000 kW con gas natural. Hornos de tratamientos térmicos. Calentamiento de Feeders de hornos de vidrio.

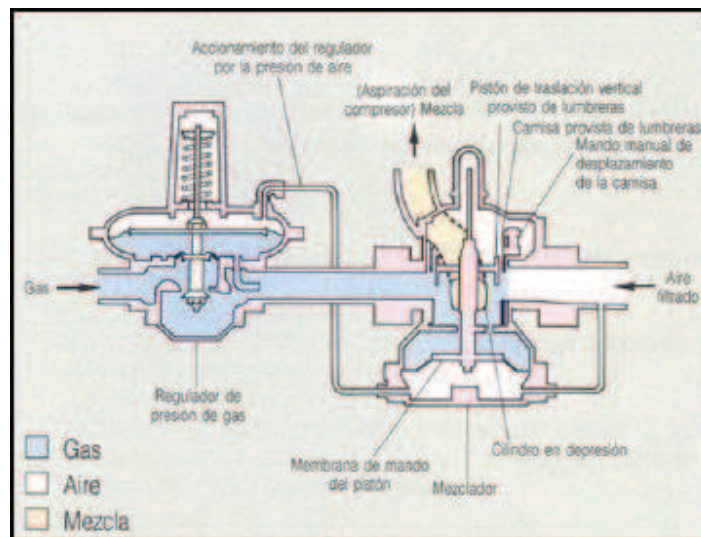


Fig3.22. sistema de Pre-para quemadores.

C.1.3) Quemador Mono-Block

El equipo de combustión está compuesto por un cuerpo Principal, desde ahí proviene su nombre. Se puede destacar sus principales componentes, lo cuales se encuentran agrupados en el mismo conjunto

- Quemador
- Sistema de encendido, ignición.
- Sistema de detección y vigilancia de llama.

- Sistema de ajuste de aire y gas, Sistema de regulación de aire y gas.
- Rampas de gas para alimentación a quemadores.
- Grupo de aporte de aire y sus seguridades.
- Sistemas de control de potencia.:

Es el diseño del cabezal de combustión el que determina en una gran medida la forma y dimensiones de la llama.



Fig3.23. Quemador Mono-Block

C.1.4) Quemador de llama plana.

El Quemador de Llama Plano tiene una salida refractaria acampanada que produce una llama en forma de disco que se adhiere a la pared o techo refractarios, creando así una fuente de calor radiante. Es utilizado en aplicaciones donde no se tolera una velocidad adelantada.

Típicamente estos quemadores se usan en hornos en los cuales no se puede permitir que la llama incida sobre la carga o en hornos de recalentamiento grandes, que son instalados en el techo para asegurar buena uniformidad de temperatura al ser provistos de calor adicional en el centro del horno. Los Quemadores FFB son utilizados también para recalentar planchas de vidrio antes de su doblaje

i) Aplicaciones:

Su uso principal es en metalurgia. Su objetivo es constituir fuentes de calor a alta temperatura. Temperaturas del refractario de 1.000 °C a 1.700 °C. Se busca el calentamiento rápido.

C.1.5) Quemador por radiación infrarroja

Los cuerpos a elevadas temperaturas emiten energía en forma de radiación infrarroja. Este calor es proporcional a la cuarta potencia de la temperatura absoluta de la superficie emisora. La radiación se transforma en calor al incidir sobre el objeto receptor aumentando la temperatura de este y no del medio. El calor de la combustión se transmite a una superficie refractaria cuya T^a aumenta y emite la energía calorífica en forma de radiación infrarroja.

i) Aplicaciones:

Secado y acabado de tratamientos superficiales. Calentamiento de invernaderos y granjas. Calefacción en locales muy ventilados o mal aislados. Calentamiento localizado y superficial de ciertas piezas o zonas.

C.1.6) Quemador por combustión sumergida

Un quemador o una cámara de combustión inmersa en un líquido descarga directamente los productos de combustión en el fluido borboteando en su seno. Los productos de combustión salen a la temperatura del baño. Hay un intercambio de materia entre los productos de combustión y el líquido. El aire y el gas llegarán al quemador a una presión superior a la equivalente de una columna de agua.

C.1.7) Quemador de alta velocidad

Se emplean en hornos de alta temperatura cuando se quieren calentar grandes cantidades de material en un tiempo corto. Los gases resultantes salen a velocidades elevadas entre 100 y 150 m/s. Pueden ser de premezcla o de alimentaciones de aire y gas separadas. Los quemadores permiten una gran modulación o configuración de la combustión.

i).Aplicaciones:

En hornos que se precise un rápido calentamiento y uniformidad de temperaturas, Industria cerámica, Industria metalúrgica, fundiciones, etc

ANEXO D
Tabla de conversión de unidades

Presión

1 Pulgada columna de agua equivale a: **1 Libra por pulgada² equivale a:**

0,002539 Kg/cm ²	0,070306 Kg/cm ²
0,03613 lb/pulg ²	16,0 Onza/pulg ²
0,574 Onza/pulg ²	27,673 Pulg.col.agua
0,0735 Pulg.col.Hg.	2,0416 Pulg.col.Hg
0,2490196 kPa	51,695588 mm.col.Hg.
249,0196 Pascal	703,06 mm.col.agua
0,0024901 Bar	6,892745 kPa.
2,490196 Milibar	6.892,745 Pascal
	68,92745 Milibar

1 Onza por Pulgada² equivale a: **1 Kilogramo por cm² equivale a:**

0,004396 Kg/cm ²	14,2235 lb/pulg ²
0,06250 lb/pulg ²	227,568 Onza/pulg ²
1,732 Pulg.col.H2O	394,05 Pulg.col.agua
3,201094 mm.col.Hg	28,95886 Pulg.col.Hg.
43,53488 mm.col.H2O	735,29411 mm.col.Hg.
0,4268 kPa	10.000,0 mm.col.agua
426,81254 Pascal	98,039 kPa
0,0042681 Bar	98.039,215 Pascal
4,2681254 Milibar	0,9803921 Bar
	980,392215 Milibar

Unidades de peso

1 Gramo = 0,0353 Onzas

1 Kilogramo = 2,2046 Libras

1 Libra = 0,4536 Kilogramos

1 Libra = 16,0 Onzas

1 Onza = 28,35 Gramos

Unidades de longitud

1 Centímetro = 0,3937 Pulgadas

1 Metro = 3,280833 Pies

1 Metro = 39,37 Pulgadas

1 Metro = 1,09361 Yardas

1 Milla = 1.609,3472 Metros

1 Pie = 0,3048012 Metros

1 Pie = 30,48012 Centímetros

1 Pie = 12,0 Pulgadas

1 Pulgada = 25,4 Milímetros

1 Pulgada = 2,54 Centímetros

1 Pulgada = 0,0254001 Metros

Unidades de volumen

1 Centímetro Cúbico = 0,06103 Pulg. cúbicas

1 Galón = 231,0 Pulg. cúbicas

1 Galón = 0,1337 Pies cúbicos

1 Galón agua = 3,785 Litros Kilogramos.

1 Pie cúbico = 0,028317 Metro cúbicos

1 Pie cúbico = 7,4805 Galones

1 Galón agua = 8,34 Libras

1 Galón / minuto = 0,063 Litros / segundo

1 Litro = 0,26417 Galones

1 Litro = 0,0353 Pies cúbicos

1 Metro cúbico = 1.000,0 Litros

1 Metro cúbico = 35,31 Pie cúbico

1 Pulgada cúbica = 16,378021 Centímetros cúbicos

1 Pulgada cúbica = 0,00433 Galones

1 Yarda cúbica = 0,764553 Metros cúbicos

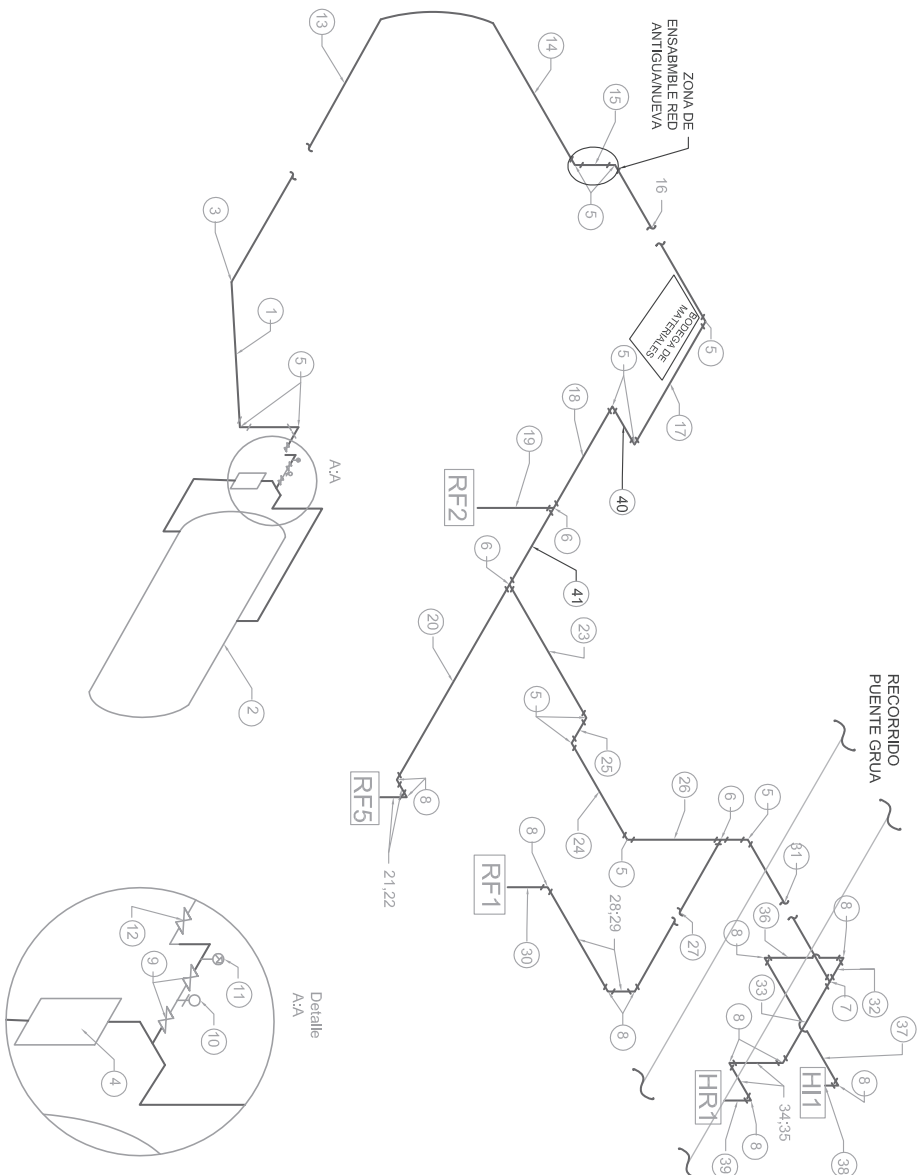
1 Litro = 1,000 Decímetro cúbico

Unidades de energía

1 Kilo Caloría equivale	= 4,1868 kJ = 3,968320 BTU = 3088,0252 PI
1 Unidad Térmica Británica	= 0,2519958 KCal = 1,055056 kJ = 778,16937 PI
1 Kilo Watt hora	= 860 kCal = 3.412,6984 BTU = 3.600,65 kJ

Unidades de potencia

1 MCal/h	= 0,00396832 MM Btu/h = 4.186 KJ/h =1,162778 kW
1 MM BTU/h	= 1.055.056 KJ/h = 251,995 MCal/h = 293,014 kW
1 Kilo Watt	= 3600 K J/h = 3.412,69 BTU/h =860 kCal/h



1	41	Tubería tipo K 1 1/2"	cobre	6,6 m
1	40	Tubería tipo K 1 1/2"	cobre	3,3 m
1	39	Tubería tipo K 1"	cobre	2 m
1	38	Tubería tipo K 1"	cobre	1 m
1	37	Tubería tipo K 1"	cobre	8 m
1	36	Tubería tipo K 1"	cobre	4 m
1	35	Tubería tipo K 1"	cobre	3,3 m
1	34	Tubería tipo K 1"	cobre	4 m
1	33	Tubería tipo K 1"	cobre	7 m
1	32	Tubería tipo K 1"	cobre	2 m
1	31	Tubería tipo K 1 1/2"	cobre	24,5 m
1	30	Tubería tipo K 1"	cobre	3 m
1	29	Tubería tipo K 1"	cobre	9 m
1	28	Tubería tipo K 1"	cobre	2 m
1	27	Tubería tipo K 1"	cobre	50,4 m
1	26	Tubería tipo K 1 1/2"	cobre	9 m
1	25	Tubería tipo K 1 1/2"	cobre	2,2 m
1	24	Tubería tipo K 1 1/2"	cobre	8,32 m
1	23	Tubería tipo K 1 1/2"	cobre	11,5 m
1	22	Tubería tipo K 1"	cobre	2 m
1	21	Tubería tipo K 1"	cobre	1,5 m
1	20	Tubería tipo K 1"	cobre	16,9 m
1	19	Tubería tipo K 2"	cobre	2 m
1	18	Tubería tipo K 1 1/2"	cobre	8,7 m
1	17	Tubería tipo K 1 1/2"	cobre	10,6 m
1	16	Tubería tipo K 1 1/2"	cobre	26,4 m
1	15	Tubería tipo K 1 1/2"	cobre	3 m
1	14	Tubería tipo K 1 1/2"	cobre	Antigua
1	13	Tubería tipo K 1 1/2"	cobre	Antigua
1	12	Valvula Antisísmica		
1	11	Manómetro		
1	10	Regulador Terra etapa		
2	9	Valvula de Corte Manual		
11	8	Codo 90° 1"		
1	7	Tee 1 1/2" 1"		
2	6	Tee 1 1/2"		
11	5	Codo 90° 1 1/2"		
1	4	Vaporizador GLP	Electrico	45°
1	3	acc. cambio dirección		
1	2	Estanque GLP aéreo		
1	1	Tubería Cobre tipo K	cobre	Antigua

LISTADO DE MATERIALES

CALCESAR CONSTANZO S	ISOMÉTRICO	UNIVERSIDAD DEL BÍO BÍO
DIRECCIONAR CONSTANZO S	RED GLP	
REV	MOLY-COP	DEPT. DE ING. MECÁNICA
MOD	TALCAHUANO	440052
REV	ESC	Fecha

ANEXO F

Medidas de Seguridad para evitar incendios

F.1) Incendios

Prevención de incendios se define como el conjunto de medidas adoptadas por las organizaciones, tendientes a minimizar las probabilidades de ocurrencia de un incendio.

Protección contra incendios; se define como el conjunto de medidas que se disponen en las edificaciones, instalaciones, empresas u organizaciones para disminuir las consecuencias que puede ocasionar la acción destructiva del fuego.

Objetivos de la prevención y protección contra incendios.

Los principales objetivos perseguidos por la prevención de incendios son:

- Disminuir al mínimo las probabilidades de que ocurra el incendio
- Proporcionar óptimos márgenes de seguridad para garantizar el correcto funcionamiento de una organización.

Si la prevención falla y se desarrolla un evento, la siguiente etapa es abordada por las medidas de protección, donde sus principales funciones deben estar orientadas a:

- Proporcionar seguridad de vida.
- Evitar daños a terceros
- Protegeré la edificación y su contenido
- Asegurar la continuidad de las actividades
- Disminuir los impactos públicos.

F.2) Medidas preventivas para evitar incendios.

Las medidas están basadas en las técnicas de control de riesgos y tienen como objetivo principal evitar que se produzca el incendio. Para lograr esto, se deben eliminar por completo las condiciones peligrosas y acciones riesgosas que pudiesen provocar fuegos.

Así, podemos establecer los principales puntos a considerar:

F.2.1) Control de fuentes de calor

En áreas donde exista gran cantidad de productos combustibles, almacenen o procesen sustancias inflamables se debe establecer una estricta prohibición de fumar y encender fuegos, así para el caso de realizar trabajos de soldadura, corte de metales, o similares se debe disponer de Procedimientos seguros de trabajo.

F.2.2) Control de cargas combustibles.

El control de los productos combustibles deberá incluir programas de orden y limpieza, además de la racionalización de materiales combustibles (almacenados y en proceso).

La identificación de las sustancias inflamables de acuerdo a las normas chilenas es una medida obligatoria, además de disponer de plan de emergencia.

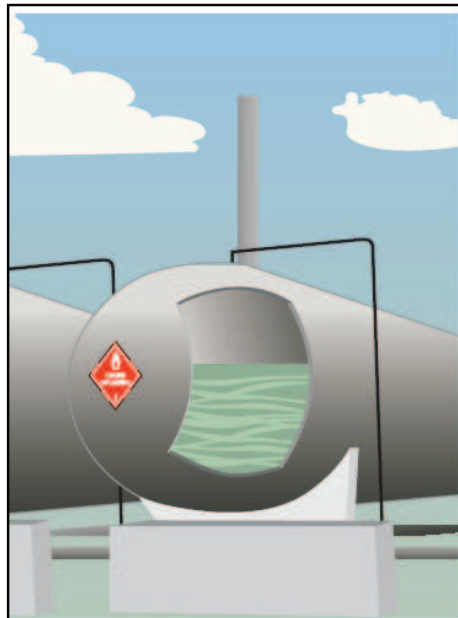


Fig. F.1. estanque de almacenamiento

F.2.3) Detección de peligros

Los peligros son condiciones o acciones que pueden causar incendios. Para detectar estos peligros, es necesario implementar programas específicos de inspecciones y observaciones periódicas, los cuales deben ser realizados por personal idóneo, capacitado y entrenado. Por otro lado, los programas tienen que ser sistemáticos y objetivos. Para ello se requiere diseñar pautas de inspección u observación, a modo de check-list, en las cuales se incluyan los puntos clave a evaluar.

Así se obtendrán áreas y/o tareas que representen verdaderos riesgos de incendio, donde es necesario tomar las medidas de protección adecuadas.

F.2.4) Señalización

La señalización preventiva es primordial para una prevención de incendios efectiva, con ella se pretende indicar claramente a las personas: obligaciones, prohibiciones, zonas de alto riesgo y además la existencia de sustancias combustibles o inflamables.

F.2.5) Ventilación

Una adecuada ventilación natural o artificial de los lugares donde se manipulen o almacenen los productos inflamables evita que los gases desprendidos por estos se acumulen o concentren en el aire alcanzando su rango de inflamabilidad.

F.3) Protección contra incendios.

F.3.1) Medidas organizacionales

Se basan en las personas y en la correcta forma de proceder ante una situación de incendio, cuya finalidad es prepararse para enfrentar una emergencia de forma coordinada y ordenada. Una buena preparación tiene directa influencia en la disminución de pérdidas de todo tipo (humanas y económicas), evita situaciones de pánico colectivo, además de mejorar los tiempos de respuesta.

Se puede hacer mención a medidas tales como:

- Programas de capacitación
- Organización de emergencias
- Formación de brigadas
- Planos de evacuación
- Plan emergencia

F.3.2) Medidas activas.

Estas medidas fundamentalmente se manifiestan en equipos y sistemas que se activan con la presencia de fuego. Sus funciones principales son detectar tempranamente el fuego, alertar a los ocupantes del lugar y combatir el fuego.

- Detectores y alarmas de incendios: son dispositivos instalados en los edificios, con el fin de descubrir e informar la presencia de fuego en forma casi inmediata a su inicio. Los dispositivos detectores pueden ser automáticos o bien pulsadores manuales.
- Extintores portátiles: son considerados como la primera línea de combate de incendios, pero poseen muchas limitaciones por su baja capacidad de carga, reducido tiempo de descarga y corta distancia de aplicación, por lo tanto, solo pueden ser utilizados en fuegos incipientes. En los lugares de trabajo es obligatorio contar con extintores portátiles y personal entrenado para usarlos.
- Redes de incendio: son tuberías dispuestas a través de edificaciones y que trasladan algún agente extintor hacia bocas de incendio (tomas de agua, rociadores o difusores) y que pueden ser accionadas automáticamente o manualmente.
- Equipamiento para brigadas.