



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ACADEMICO PROFESIONAL DE
INGENIERIA EN ENERGIA

**“OPTIMIZACION DEL CONSUMO DE ENERGIA
PRIMARIA CON EL USO DEL GAS NATURAL EN
LAS PLANTAS DE HARINA DE PESCADO DE LA
ZONA INDUSTRIAL DEL 27 DE OCTUBRE DE
CHIMBOTE”**

INFORME PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN
ENERGÍA

AUTORES

:

Bach. Gabriel Omar Ali Deza Cisneros.

Bach. Gianfranco Varas Veliz.

ASESOR :

Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán

NUEVO CHIMBOTE, NOVIEMBRE DEL 2015



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

ESCUELA ACADEMICA PROFESIONAL EN ENERGIA

CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el título profesional en la Universidad Nacional del Santa (R: D: N° 471-2002-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente:

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGIA**

**Título: “OPTIMIZACION DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA
CON EL USO DEL GAS NATURAL EN LAS PLANTAS DE HARINA DE
PESCADO DE LA ZONA INDUSTRIAL DEL 27 DE OCTUBRE DE
CHIMBOTE”**

TESISTAS: Bach. DEZA CISNEROS GABRIEL OMAR ALI
Bach. VARAS VELIZ GIANFRANCO

.....
MG. ROBERT GUEVARA CHINCHAYAN
ASESOR



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ACADEMICA PROFESIONAL EN ENERGIA**

CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR DE TESIS

Damos la conformidad del presente Informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al Reglamento General para Obtener el Grado Académico de Bachiller y el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.Nº 471-2002-CU-R-UNS); intitulado:

**TESIS PARA OBTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGIA**

**Título: “OPTIMIZACION DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA
CON EL USO DEL GAS NATURAL EN LAS PLANTAS DE HARINA DE
PESCADO DE LA ZONA INDUSTRIAL DEL 27 DE OCTUBRE DE
CHIMBOTE”**

TESISTAS: Bach. DEZA CISNEROS GABRIEL OMAR ALI
Bach. VARAS VELIZ GIANFRANCO

Revisado y Evaluado por el siguiente Jurado Evaluador:

.....
Mg. Leonidas Yauri García
Presidente

.....
M.Sc. Roberto Chucuya Huallpachoque
Secretario

.....
Mg. Robert Guevara Chinchayán
Integrante

DEDICATORIA DE GABRIEL

A mis queridos Padres,
Por confiar siempre en mí,
Para ello con mucho cariño.

Para mi querida esposa Evelyn Llanco por su
Compañía, apoyo y ser la madre de mis dos hermosos
Hijos que son la razón de mi ser.

A Dios por su apoyo infinito y por ser nuestro guía
En nuestra carrera y por ser la luz en nuestra vida.

DEDICATORIA DE GIANFRANCO

A mis queridos Padres por el esfuerzo
de todos los días, cariño y su
afán de siempre querer lo mejor para nosotros.

A Dios por su apoyo infinito y por ser nuestro guía
En nuestra carrera y por ser la luz en nuestra vida.

RECONOCIMIENTO

Al Mg. Robert Guevara
Por sus sabios consejos, enseñanzas
Durante nuestra estancia en nuestra alma mater la
Universidad Nacional del Santa

A los Profesores de la
EAP de Ingeniería en Energía
Por el apoyo desinteresado
Y sus enseñanzas durante
Nuestra vida universitaria.

GABRIEL DEZA

RECONOCIMIENTO

Al Mg. Robert Guevara
Por sus sabios consejos, enseñanzas
Durante nuestra estancia en nuestra alma mater la
Universidad Nacional del Santa

A los Profesores de la
EAP de Ingeniería en Energía
Por el apoyo desinteresado
Y sus enseñanzas durante
Nuestra vida universitaria.

GIANFRANCO VARAS

INDICE

INDICE

RESUMEN

CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1 Realidad Problemática	2
1.2 Antecedentes	4
1.3 Descripción del lugar donde se ha realizado el estudio	7
1.4 Justificación	9
1.5 Hipótesis	9
1.6 Objetivos	9
CAPITULO II: MARCO TEORICO	11
2.1 Plantas de elaboración de Harina de Pescado	12
2.2 El Gas Natural en el Perú	30
2.3 Suministro de Gas natural	40
2.4 Aspectos de la Comercializacion del gas natural	52
2.5 Sistemas Industriales de Gas Natural	57
2.6 Cuantificación de bonos de carbono	66
2.7 Evaluación Económica	67
CAPITULO III: MATERIALES Y METODO	69
3.1 Materiales	70
3.2 Metodología	74

CAPITULO IV: CALCULOS Y DISCUSION DE RESULTADOS	77
4.1 Determinación del potencial térmico	78
4.2 Resumen del potencial de energía sustituido por gas natural	85
4.3 Determinación de la alternativa de suministro de gas natural	89
4.4 Evaluación de las 15 plantas de harina de pescado de la zona del 27 de octubre	98
4.5 Discusión de Resultados	100
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	105
Conclusiones	106
Recomendaciones	108
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	109
ANEXOS	113

RESUMEN

La zona Industrial del 27 de Octubre es una zona geográfica de un uso intensivo de combustible R500 en Calderos Industriales , en el presente informe de tesis se analiza la optimización del consumo de energía primaria determinando el potencial y ahorro de energía en la reconversión de tecnológica de calderos desde Petróleo R500 a Gas natural vía virtual como GNC o GNL.

La muestra de estudio la conforman 15 empresas dedicadas a la fabricación de harina y Aceite de pescado con capacidades entre 150 a 5 Toneladas/hora de materia prima, los cálculos se realizan para una Planta de 10 Toneladas/hora.

Se realiza un análisis de la eficiencia de los calderos y luego se cuantificación el potencial de combustible real utilizado, estimándose la máxima de manda, así mismo se establece el potencial de combustible a sustituir,

Seguidamente se analiza la alternativa de suministro de Gas Natural vía gasoducto virtual, con los componentes que intervienen, determinándose que el suministro a través de gas natural licuado es el más adecuado con ahorros de energía primaria entre 30 a 63 % , con precios unitarios entre 0.28 a 0.54 U\$/m³ de gas natural dependiendo del volumen de compra por cada empresa. , esto es se consigue un menor precio a una mayor capacidad de compra de gas natural.

PALABRAS CLAVE: Ahorro de energía , gas natural, Cambio de combustible,

ABSTRACT

Industrial Zone of October 27 is a geographical area of the intensive use of fuel in industrial kettles R500, in this thesis report optimization primary energy consumption is analyzed by determining the potential and energy saving technology in the conversion of R500 boilers from oil to natural gas as CNG or virtual via LNG.

The study sample form 15 companies engaged in the production of fishmeal and fish oil with capacities from 150 to 5 tons / hour of raw materials, the calculations are made for a plant 10 tons / hour.

An analysis of the efficiency of the boilers and then the potential of actual fuel used is quantization is performed, estimated maximum of commands, also the potential of fuel is set to be replaced,

Then alternative natural gas supply via virtual pipeline, with the components involved, determining through the supply of liquefied natural gas is the most suitable primary energy savings of between 30-63%, with unit prices between 0.28 to analyze U \$ 0.54 / m³ of natural gas depending on the volume of purchases by each company. This is a lower price is achieved to a greater capacity to purchase natural gas.

KEYWORDS: Energy saving , natural gas, fuel switching

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

La Zona Industrial del 27 de Octubre es aún uno de los sectores económicos de vital importancia económica para la región Ancash y para la ciudad de Chimbote, en donde aún se encuentra instalada el 15 % de la capacidad productiva de plantas de harina de pescado del Perú, con grandes consorcios pesqueros de acreditación internacional ubicadas en dicha zona industrial.

Fuertes cantidades de combustibles se consumen continuamente cuando la cuota de descarga se cumple, estimándose que para una máxima capacidad de 1,400 TM de materia prima, con lo que se produce un promedio de 350 TM de harina de pescado, estimándose una máxima demanda instantánea de 14,000 galones de petróleo residual 500 (según PRODUCE 2011), en momentos de máxima producción coincidente.

El combustible como fuente de energía primaria y con un determinado nivel de eficiencia en transformación energética se usa básicamente en la combustión de este con aire comburente en quemadores de los generadores de vapor del tipo pirotubular y secadores de aire caliente y fuego directo que aún persisten.

La quema de combustible necesaria para poder mantener el nivel productivo de las instalaciones de transformación y obtención de harina de pescado, trae consigo las emisiones de gases de efecto invernadero tal como el dióxido de carbono en proporciones preocupantes para la salud mundial y local.

Aun no se ha podido cuantificar los niveles de consumo de energía primaria, su frecuencia anual de consumo y tendencia de crecimiento, así como de las ingestas cantidades de gases de efecto invernadero, conocedores ahora de la existencia de programas del banco mundial en los proyectos de mecanismos desarrollo limpio o bonos de carbono.

Más aun como política municipal y regional la búsqueda del bienestar de los individuos conformantes de una localidad es menester de los gobiernos buscar soluciones técnicas y económicas que permitan la mejora de esto.

El gas natural juega un papel muy importante ya en la matriz energética nacional básicamente en la generación de energía (45% de la máxima

demanda eléctrica del SEIN es abastecida por gas natural), así mismo muchas empresas o plantas consumidoras en la ciudad de Lima e Ica han optado por la reconversión de equipos básicamente por la disponibilidad del gas natural vía gasoducto físico en esas ciudades.

En la ciudad de Motupe se encuentra ubicada la Fabrica de la Cervecería de Backus y Johnston , la cual es abastecida por gas natural vía gasoducto virtual , así como se han hecho pruebas llevando el gas natural con este tipo de sistema transporte el gas natural desde Lima a Arequipa y a Cuzco con resultados satisfactorios.

En el primer semestre del 2013 Proinversión desarrolló el concurso público internacional para otorgar en concesión el proyecto: “Masificación del Uso de Gas Natural a Nivel Nacional”, el cual tiene como objetivo extender el uso del gas natural, con el fin de llevar las ventajas económicas y ambientales generadas por su uso a distintas localidades del norte y sur del país. El 25 de julio de 2013 se otorgó la Buena Pro de la Concesión Norte a la siguiente empresa: Consorcio Promigas-Surtigas, con una inversión estimada es de 142 MMUS\$.

El motivo del presente estudio es cuantificar el potencial de consumo de energía primaria en la zona industrial del 27 de Octubre de Chimbote, con la finalidad de poder determinar la demanda de energía equivalente y sustituir el petróleo residual 500 por gas licuado de petróleo o gas natural , reduciendo los costos de facturas , permitiendo un ahorro de energía primaria de nuestro balance de energía local y regional y cuantificar las emisiones de efecto invernadero que se dejarían de emitir , sin afectar el nivel productivo e la mencionado zona industrial la cual es de vital importancia para nuestra ciudad.

Los altos costos de los combustibles ,básicamente de los derivados del petróleo, y el alto índice de emisiones gaseosas de efecto invernadero que se vierten a la atmósfera debido a su combustión, asociados a la producción de harina de pescado , la cual es una fuente de ingresos económicos para la región y la ciudad de Chimbote, mermada por las cuotas de pesca, da lugar la búsqueda de programas de uso de fuentes de energía primaria masiva tal como lo es el gas natural , ante lo cual se plantea el siguiente problema:

¿En qué medida el uso del gas natural en las plantas industriales de harina de pescado permitirá una reducción de los costos de consumo de energía primaria en las plantas de harina de pescado de la zona industrial del 27 de octubre de Chimbote?

1.2 ANTECEDENTES:

Los Antecedentes son referentes a estudios nacionales y locales debido a que es un trabajo específico para una aplicación futura de la ingeniería en la Ciudad de Chimbote.

ANTECEDENTES NACIONALES:

Arroyo Chalco (2005) en su informe de “Beneficios de las conversión a gas natural de calderos a vapor ” para el Ministerio de Energía y Minas concluye: Existe una oportunidad única para muchos usuarios de calderas de vapor de acceder a un combustible a todas luces eficientes, económico, y de baja emisión de contaminantes como lo es el gas natural de Camisea, pero es necesario realizar primero un análisis de factibilidad económica y técnica para cada caso; pues existen factores que sopesar como es el tipo y nivel de consumo actual de combustible, estado y antigüedad de la caldera, posibles fallas ya existentes , límite de capacidad, riesgos térmicos en el cambio, entre otros, lo cual tiene que ser evaluado por profesionales experimentados a fin de evitar consecuencias lamentables de una deficiente conversión.

Chávez Ñahuinripa (2005) en su Tesis para optar el Título de Ingeniero mecánico Electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería concluye lo siguiente : El uso del gas natural permite a la planta ser más competitivo y productivo no solo por el ahorro de combustible, que en este caso es alrededor del 40%, sino también por grandes beneficios que tiene este combustible como son: la disponibilidad y continuidad de suministro, la flexibilidad de su uso, la alta eficiencia en su combustión y su mejor comportamiento con el medio ambiente. El mantenimiento de los generadores de vapor es mínimo, debido a la reducción considerable de la formación de cenizas (hollín) con el petróleo residual. Se estima un

mantenimiento semestral con gas natural a lo que era quincenalmente con el petróleo residual.

ANTECEDENTES LOCALES:

Baltodano Siccha y Huamán Pérez(2012) en su Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa concluyen lo siguiente : Se determinan los precios del Gas Natural Vehicular puesto en Chimbote vía Gasoducto virtual, para lo cual se establecen 2 alternativas de suministro, a través de Gas Natural Comprimido (GNC) a 200 Bar y 20 °C y Gas Natural Licuado (GNL) a -160°C y 1 Bar, obteniéndose los precios unitarios para cada una de las alternativas, teniendo en cuenta la metodología normada y regulada por el OSINERGMIN. Calculándose los costos que se incurren en cada uno de los segmentos de esta nueva cadena del gas natural: precios a boca de pozo, red principal de transporte, distribución, compresión, transporte vía gasoducto virtual y venta vía Gasocentro virtual.

Barreto Lázaro y Castillo Quiñones (2014) en su tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa , concluyen lo siguiente : Al plantear un sistema de suministro de Gas Natural Licuado para la Planta Ribaudó en Coishco , se debe contar con una planta satélite de GNL para la recepción del combustible que involucre una unidad de almacenamiento según la Norma UNE de 60 a 200 m³ para almacenar un promedio de 108 m³, lo cual da una sostenibilidad al sistema de 2.68 días. Además para la Máxima Demanda de GNL que es de 1'339,489.88 m³/mes se debe contar con un total de 42 viajes mensuales, el precio del GNL se adquiere a un precio de 1.01 U\$/m³. Así mismo , para determinar las condiciones de reconversión de los Calderos de la Empresa, se calculó el factor de equivalencia entre combustibles donde 156 Galones de Petróleo R500 equivalen a 573.33 m³/h de gas natural.

León Marcos (2013) en su Tesis para optar el Título de Ingeniero Mecánico en la Universidad Cesar Vallejo concluye lo siguiente: Al realizar la reconversión de los 04 Calderos, teniendo como meta una eficiencia de 85

%, determinándose los flujos de gas natural equivalente para cada caldero, por ejemplo para el Caldero N° 1 es de 1,060 m³/hora de gas natural para una producción de vapor saturado de 10.39 Toneladas/hora a 8 Bar de Presión obteniéndose así mismo un factor de carga del 87.19 %. Se ha determinado así mismo que el porcentaje de saturación de la cámara de combustión con los gases de la combustión generados es de 75.25 %, no presentando problemas de operación la reconversión tecnológica.

Manrique Escobedo (2008) en su Tesis para optar el Título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa concluye lo siguiente : El presente informe, tuvo como objetivo realizar un estudio de reconversión e instalación de un sistema de distribución de gas natural en la Cía. San Miguel Industrial S.A., el cual permite reducir los costos de producción de energía térmica de US \$212.9/MMBTU a US \$80.04/MMBTU, lo que representa un ahorro económico del 62.26%, constituyendo no solo un aporte económico sino también un aporte al medio ambiente, al reducir las emisiones contaminantes (GEI). Los equipos consumidores de energía son de dos tipos: los generadores de vapor formado por 3 unidades y calentadores de fluido térmico formado por 2 unidades.

Velásquez Pascual y Beltrán Cerna (2014) en su Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa, concluyen lo siguiente: Tan solo las 6 plantas pesqueras muestreadas mencionadas brindaron la información requerida de consumo de combustible Petróleo residual R500 en Galones por hora, cuya demanda global fue 1986.53 Gal/hr y referido a su conversión a gas natural se determinó una demanda de 7509.09 Sm³/hr. Se determinó que la tecnología de abastecimiento de gas natural más adecuado para la estación de servicio Rentik es el sistema de Regasificación de GNL, con un VAN de 12,104,661.39 \$, el cual es un factor determinante a comparación del VAN 9,649,302.05 \$ calculado en el sistema de Descompresión de GNC.

1.3 DESCRIPCIÓN DEL LUGAR DONDE SE HA REALIZADO EL ESTUDIO.

a. UBICACIÓN GEOGRÁFICA :

La Zona Industrial del 27 de Octubre está ubicada en la Provincia del Santa, Distrito de Santa, dentro de las coordenadas geográficas $9^{\circ}04'28''S$ $78^{\circ}35'37''O$, latitud sur a 15 msnm. Está delimitado por la Avenida Los Pescadores y la Av. Gran Trapecio, Sima Chimbote y la Avenida Enrique Meiggs (Terminal terrestre de Chimbote).

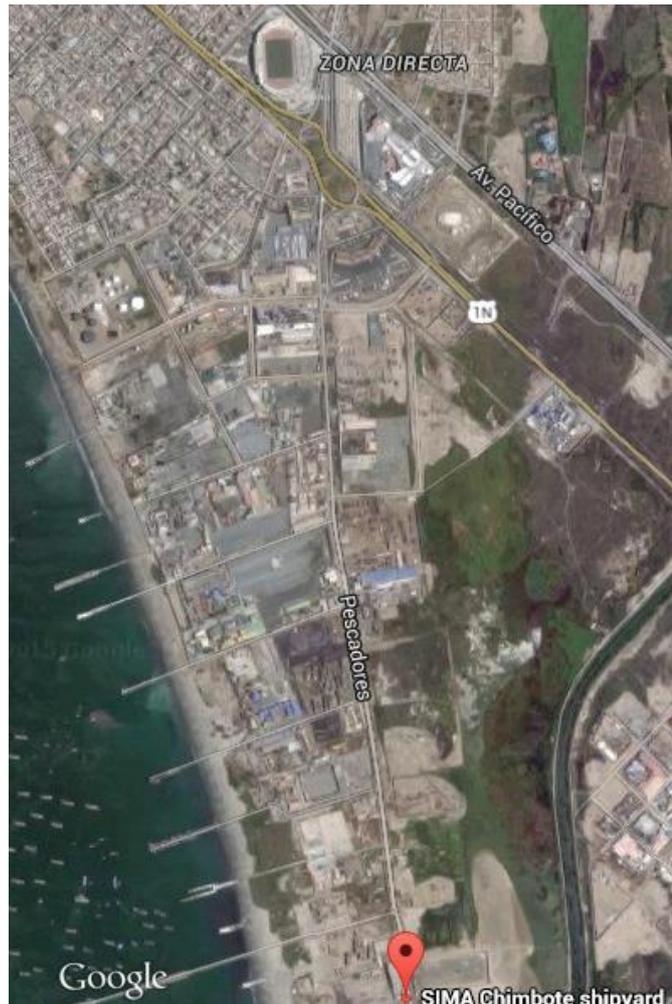


Figura N° 1 Plano satelital de la Zona Industrial del 27 de Octubre

Fuente : Google Earth

Desde el año 1967 fecha en la cual se instala la primera Planta de Harina de Pescado por parte del Armador Banquero Rossi, la posterior estatización de las Empresas como Pesca Perú (U.O 1313, U.O 1315 y U.O 1318) y la consiguiente privatización del sector pesquero manufacturero, el movimiento

industrial ha crecido y se han concentrado 32 Empresas Industriales relacionadas al sector en la Zona Industrial del 27 de Octubre (entre Empresas de Harina de Pescado desde 180 a 5 TM de capacidad , Empresas de Conserva de Pescado y Fabricas de Hielo y conservación) , así mismo se tiene un conjunto de 27 Empresas de distinto índole asociadas al sector ,tal como : Envasadora de GLP , Almacenes RANSA , Purificadoras de Aceite de Pescado , Astilleros y Factorías metal mecánicas.

Según las estadísticas de Produce , entre las ciudades de Chimbote , Coishco y Samanco se centraliza como el tercer polo productivo del sector pesquero , luego de los polos industriales de Ilo-Mollendo y Paita , realizándose movimientos comerciales para el año 2014 de 100,000 TM de Harina de Pescado a un precio de 2,290 U\$/TM de Harina Prime y Super Prime , con el consiguiente consumo anual de 4'000,000 de galones de Petróleo R-500.



Figura N° 2 Vista Aérea de la Planta COPEINCA –CFG Investment

Fuente : Empresa COPEINCA

1.4 JUSTIFICACIÓN

La justificación de este estudio radica en lo siguiente:

- Nos permitirá conocer cuál es el real consumo de energía primaria y su máxima demanda térmica en la zona industrial del 27 de octubre.
- Como un estudio de planeamiento energético regional, tiene importancia geopolítica debido al estratégico consumo de energía en una zona industrial de vital importancia para Chimbote.
- Permitirá revertir la matriz energética regional orientándola al uso de tecnologías más limpias como lo es el gas natural y el uso de tecnologías de transporte virtual para su abastecimiento.
- Modificar la calidad de vida y trabajo de los trabajadores de las empresas de harina de pescado de la zona industrial del 27 de octubre de Chimbote.
- Se puede cuantificar las emisiones de efecto invernadero a partir de la optimización del consumo de energía primaria, lo cual puede conllevar a políticas municipales de conservación del medio ambiente.

1.4 HIPÓTESIS

Se plantea la siguiente hipótesis: “El uso del gas natural en las plantas industriales de harina de pescado permitirá una reducción de costos del consumo de energía primaria en un 10% de la zona industrial del 27 de octubre de Chimbote”.

1.5 OBJETIVOS:

OBJETIVO GENERAL.

Determinar la reducción de costos en el consumo de energía primaria con el uso del gas natural en las plantas industriales de harina de pescado de la zona industrial del 27 de octubre de Chimbote.

OBJETIVOS ESPECIFICOS.

- Cuantificar el consumo de energía primaria para el año 2,014 en las Plantas de harina de Pescado de la zona industrial del 27 de Octubre y sus niveles de eficiencia de equipos.

- Estimar la frecuencia anual de consumo de energía primaria y su nivel de eficiencia en las Plantas de harina de pescado de la zona industrial del 27 de octubre.
- Identificar las tecnologías de aprovechamiento en equipos térmicos con gas natural en las plantas de harina de pescado de la zona industrial del 27 de octubre.
- Determinar el potencial de sustitución de energía primaria en las plantas de harina de pescado de la zona industrial del 27 de octubre.
- Evaluar las características del transporte y distribución del gas natural en la zona del 27 de octubre en función a una evaluación económica.
- Cuantificar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que conlleva la optimización del consumo de energía primaria en la zona industrial del 27 de octubre.

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1 PLANTAS DE ELABORACION DE HARINA DE PESCADO.

2.1.1 DETALLES:

En el ámbito internacional, el Perú es el principal productor de harina de pescado concentrando alrededor del 24% de la oferta mundial, le sigue en orden de importancia Chile con el 18%. El factor determinante en la oferta de harina de pescado es la disponibilidad de materia prima, especialmente de la anchoveta, su presencia en el mar depende fundamentalmente de la temperatura de las aguas marinas. Además de ello, la disponibilidad de anchoveta en su frecuencia se ve afectada por la capacidad de extracción de la flota pesquera La harina de pescado de alto grado se vende a precios altos del mercado porque este tipo de harina ha demostrado ventajas significativas en acuicultura y en la cría de animales, y es muy difícil reemplazarla con proteínas de distinto origen. Aunque el proceso de harina de pescado generalmente sigue el mismo principio, los requisitos del proceso varían de una área a otra y de una planta a otra. La frescura de la captura, el tipo de pescado, los requisitos de calidad de la harina y del aceite y los aspectos medio ambientales dictan la necesidad de soluciones individuales "La elaboración de este producto necesita gran cantidades de energía en una proporción 95% Energía Térmica y 5% Energía Eléctrica.

Cuadro N° 1 Calidad de Harina de Pescado

			SuperPrime	Prime	Aqua	Estandar
Protein	%	min	68 - 70	67 -70	66 - 68	64 - 68
Fat	%	máx	10	10	10	10
Moisture	%	máx	10	10	10	10
FFA	%	máx	7,5	10	10	-
Ash	%	máx	16	17	20	-
Salt & Sand	%	máx	4	4,5	5	5
TVN	mg/100 gr	máx	100	120	150	200
Histamine	ppm	máx	500	1000	-	-
Digestibility	%	min	94	94	90	-
Antioxidant	ppm	min	150	150	150	-

Fuente: Empresa Austral S.A

2.1.2 DESCRIPCION DE LOS PROCESOS:

El proceso de la elaboración de harina y aceite de pescado se da a través de las siguientes etapas:

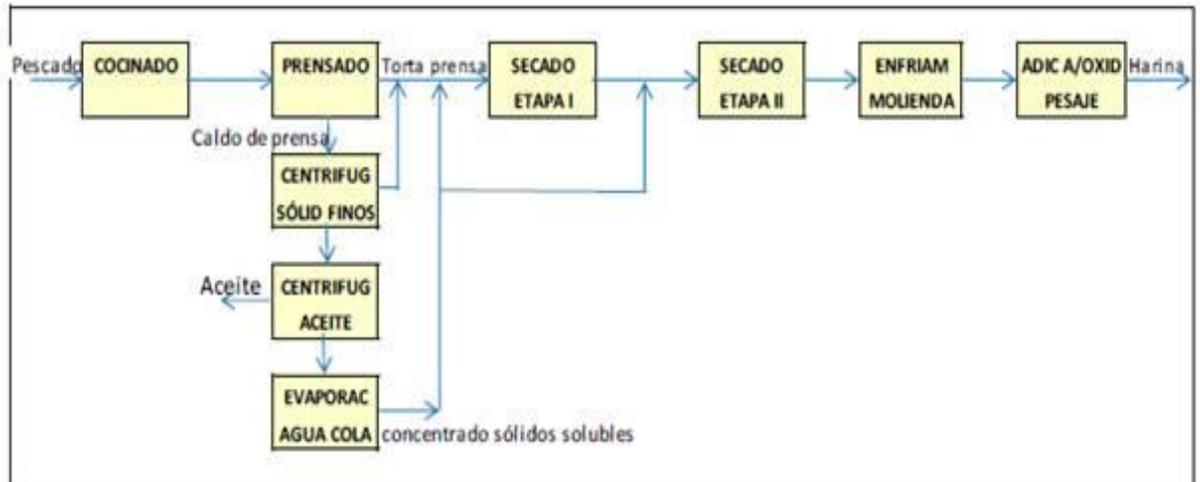


Figura N° 3 Flujograma de Producción de Harina de Pescado

Fuente: Revista N° 14 Sociedad Nacional de Pesquería 2014.

a. RECEPCION Y PESAJE DE MATERIA PRIMA

Después de la captura del pescado, las embarcaciones llegan a la planta para efectuar la descarga mediante un equipo absorbente, instalado a bordo del muelle industrial o plataformas submarinas”.

La mezcla es bombeada por tuberías hacia los equipos desaguadores estáticos, vibratorios y malla transportadora; con el fin de eliminar el agua para luego ser entregado a la tolva de pesaje electrónico de 1.0 TM por batch.

b. ALMACENAMIENTO DE MATERIA PRIMA:

Luego de pesado el pescado, éste es transportado por sistemas de transportadores helicoidales desde las pozas de almacenamiento. Las pozas están provistas de dispositivos de drenaje que permiten la evacuación de sanguaza, que es bombeada a un desaguador rotativo para la recuperación de escamas y los líquidos para recuperación de aceite. La temperatura de almacenamiento es variable y está en relación directa a la temperatura del medio ambiente y estación correspondiente.

c. RECUPERACION DE SOLIDOS Y LIQUIDOS DEL AGUA DE BOMBEO:

Los sólidos en suspensión que se encuentran en el agua de bombeo, se recuperan en drenadores rotativos (tromells), con malla del tipo Johnson de 1mm. Los sólidos recuperados son transportados y se alimentan junto con el pescado de las pozas hacia los cocinadores.

La parte líquida drenada es utilizada para recuperar el aceite, para ello se utiliza el sistema de recuperación que consta de una celda de flotación con capacidad de 350 m³, se recibe el agua de bombeo de los tromells, almacenándose y mediante un sistema de inyección de aire se hace flotar el aceite, por su menor densidad.

Este aceite de la superficie en forma de espumas es recolectado utilizando rastras raspadoras en forma transversal, transportándolo hacia una canaleta que lo conducirá al tanque de caldos, donde se calentará hasta 90°C para luego seguir con el proceso de separación del aceite por centrifugación y su almacenamiento. El agua de cola es derivada al PAMA para su recuperación por recirculación. Así mismo se cuenta con sistemas de recuperación de sólidos del tipo químico para el cumplimiento de la normatividad ambiental.

d. COCINADO

El pescado es extraído de pozas mediante transportadores helicoidales, ubicados en el fondo de cada una de ellas, los cuales descargan a un transportador colector y éste a un transportador de rastras, luego el pescado es entregado a una tolva pulmón, y de ésta a la tolva de cada cocina.

La cocción se efectúa en cocinadores continuos de vapor directo e indirecto y con velocidad variable, empleando vapor saturado a 4 Bar aproximadamente. El material alcanza temperaturas entre los 90°C y 100°C a la salida de los cocinadores.

El tiempo de residencia depende de las condiciones de la materia prima, variando entre 10 a 15 minutos. Este proceso permite la coagulación de las proteínas, esterilizado y la ruptura del tejido adiposo del pescado, para que en una etapa posterior se pueda extraer eficientemente la grasa.

e. DRENADO Y PRENSADO

En los prestrainers o drenadores rotativos, el pescado rotativo es sometido a un

proceso de drenaje con la finalidad de aliviar la masa cocida de la parte líquida que es conducido al separador de sólidos y la parte sólida a la etapa de prensado.

Este proceso se realiza a una temperatura de 90°C. El material sólido que sale del prestrainer ingresa a la prensa para ser prensado mediante la acción de fuerza mecánica a una temperatura de 90°C. Obteniéndose los productos denominados “torta de prensa” y “licor de prensa” (fase sólida y fase líquida del proceso).

f. SEPARACIÓN DE SÓLIDOS Y CENTRIFUGACION:

Desde el tanque de licor de prensa, que contiene sólidos en suspensión, se junta con el líquido del drenador rotativo de recuperación de sanguaza. Este licor luego es conducido a los separadores de sólidos, antes calentado a 90°C, en donde se obtiene el “sólido de separadoras” y el “licor de separadoras”.

El sólido se integra a la torta de prensa y el líquido ingresa a un tanque de calentamiento, en el que se calienta a 95°C para luego ser alimentado a cada centrífuga mediante un manifold de distribución, el cual tiene un sistema de calentamiento para asegurar la temperatura mínima de 90°C.

El agua de cola sale de las centrífugas con 6-8% de sólidos aproximadamente, siendo conducido a un tanque de almacenamiento de donde se alimenta a la Planta Evaporadora de Agua de Cola.

El aceite que sale de las centrífugas es recibido en tanques de gran capacidad, almacenándose de acuerdo al porcentaje de acidez y a temperatura ambiente, para luego su comercialización.

g. CONCENTRACION AGUA DE COLA:

El agua de cola que sale de las centrífugas con 7-8% de sólidos solubles, es sometida a un proceso de concentración con vahos salientes del proceso de secado a vapor.

Los sólidos concentrados varían de 30 a 40°Brix, con temperaturas de trabajo de 45 a 85°C y tiempo de residencia de 20 a 15 min.

Para la aceleración de la concentración de sólidos se adiciona al proceso de concentración Enzimas proteolíticas de grado alimenticio en concentración de 10 ppm en agua de cola.

El concentrado líquido es llevado para su almacenamiento temporal y luego incorporado en proporciones adecuadas al Scrap de la salida de 1° y 2° fase de secado.

h. SECADO

PRIMER SECADO O PRIMERA ETAPA: SECADO A VAPOR POR ROTADISK

La torta de prensa con humedad 48% junto con la torta de separadoras con 58% de humedad con adición de concentrado en una primera etapa, ingresa a la primera fase de secado.

La torta integral ingresa con adición de concentrado a un 60% de humedad como máximo y sale con 28 a 30% de humedad, conocido como Scrap húmedo. Esta etapa básicamente sirve para homogenizar la torta y evitar que debido a su porcentaje de humedad se pegue en los tubos del secador Rotatubos si se le hiciera ingresar directamente.



Figura N°4 Instalaciones Área de secado de la Planta EXALMAR Chimbote

Fuente: Dpto. de Producción Planta Chimbote

SEGUNDA ETAPA DE SECADO: SECADO A VAPOR POR ROTATUBOS

En los Rotatubos, el Scrap ingresa a 28-30 % de humedad y sale con 7.5 a 8 %. Es la etapa de secado propiamente dicha.

i. ENFRIAMIENTO

El proceso seguido por la totalidad de las empresas de harina de pescado es la siguiente: La harina que sale de los secadores Rotatubos, con una temperatura de 60 a 70°C, ingresa al enfriador, el cual conduce a la harina por su interior con paletas adosadas a un eje en su interior y que con aire a condiciones ambientales en contra flujo, la enfría hasta los 30 a 32 °C.

En el purificador se realiza una separación de los productos no conformes con el proceso, como son partículas de plástico, plumas, entre otros, que pudieran pasar por el proceso.

El equipo purificador contiene en su interior unas mallas, y actúa como una zaranda, separando los productos no conformes del proceso.

La molienda se efectúa con molinos horizontales de martillos fijos. Estos molinos tienen en el fondo una plancha agujerada (malla N° 12 ó 1.70 mm de abertura), donde se obtiene una granulometría final mínimo de 95%.

La harina purificada y molida es conducida hasta la tolva del equipo de antioxidante la cual tiene en el fondo un transportador helicoidal de paso variable, para extraer la cantidad de harina necesaria y recibir la correspondiente cantidad de antioxidante líquido (600 ppm), por medio de una bomba dosificadora especial, a través de una boquilla pulverizadora con aire a presión, luego es conducido a un mezclador para su homogenización. La adición de antioxidante es mayor a 600 ppm, de acuerdo al contenido de grasa en la harina.

La harina es envasada en sacos de polipropileno en cantidad de 50 kg aproximadamente en una balanza de contrapeso automática. La harina es conducida en camiones plataformas para su estibado, formando rums de 1000 sacos (50 TN aprox.), teniendo un periodo de estabilización y luego son cubiertos con mantas para su protección del medio ambiente...

2.1.2 CALDEROS PIROTUBULARES:

a. CALDEROS PIROTUBULARES:

Es un equipo térmico isobárico que tiene por finalidad generar vapor saturado a baja presión. Para esto hace uso de una fuente de energía primaria, en este caso combustible en estado líquido (tal es el caso del Petróleo R500 o el Biodiesel) o en estado gaseoso (GLP o GNC), el cual combustiona con aire

,produciendo gases de la combustión los cuales intercambian calor con agua tratada químicamente ,provocándole un paso de líquido a vapor saturado. Este tipo de equipos está conformado por un cilindro a presión donde se encuentran tuberías de 2 ½” por donde fluyen los gases de la combustión, mientras que por la parte externa está el agua que cambia de fase. Este proceso se realiza con un grado de eficiencia y pérdidas.

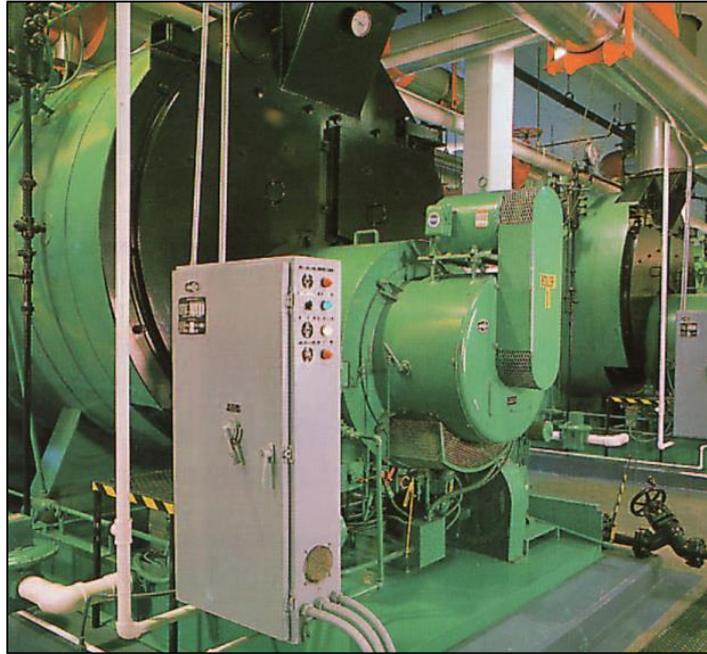


Figura N° 5 Vista frontal de Caldero Jhonston

Fuente: Jhonston Bolier company

- b. POTENCIA DE UN CALDERO: Para los calderos pirotubulares se define el parámetro BHP de Caldero, el cual es una unidad de comparación entre calderos pirotubulares. Su definición es:

1 BHP (Boiler House Power) se determina en función a la capacidad de generar 15.65 Kg/hora de vapor saturado a 1 Kg/cm² y a 100 °C, dentro de un caldero cuya superficie de transferencia de calor es de 0.929 m². Si para esas condiciones el calor latente de vaporización es $h_{fg} = 538.9 \text{ Kcal/Kg}$, entonces:
 $1 \text{ BHP} = 538.9 \text{ Kcal/Kg} * 15.65 \text{ Kg/hora de vapor} = 8437 \text{ Kcal / hora de vapor}$. Equivale a 9,81 kW.

c. CARACTERISTICAS OPERATIVAS:

En las calderas pirotubulares las superficies de calefacción en contacto con las llamas y los gases de combustión son irrigadas con agua, calentada y vaporizada gracias a su circulación natural interna. Las burbujas de vapor ascienden y se acumulan en la cámara superior, de donde salen en forma de vapor.

Estas calderas están diseñadas según el principio de dos o tres etapas, con hogar de combustión y tubos de humos. Por lo tanto, este tipo de caldera se llama también pirotubular.

Gracias a su diseño basado en las leyes de la física, la caldera pirotubular presenta unas características perfectas para la transferencia y acumulación de calor, con lo cual se consigue una calidad de vapor y una estabilidad de presión óptimas. A causa de la total separación de las cámaras de agua y vapor se obtiene un vapor saturado de alta calidad, ya que las partículas de agua permanecen en la caldera.

El control de falta de agua se efectúa de forma segura y directa mediante dispositivos de regulación y control del nivel de agua provista de sondas con electrodos. Éstos ofrecen una alta seguridad y eliminan prácticamente por completo las averías por falta de agua. Gracias a su cámara de vapor específicamente diseñada y generosamente dimensionada respecto a su potencia la caldera pirotubular resiste bien las fluctuaciones debidas a la extracción de vapor, suministrando un vapor seco incluso cuando se sobrecarga momentáneamente la potencia de la caldera.

El gran volumen de agua, la profusa mezcla del agua de alimentación con el agua caliente de la caldera y las extensas superficies de calefacción irrigadas con agua hacen las calderas pirotubulares más resistentes contra las incrustaciones de cal y la corrosión por el lado de agua.

En principio, las calderas pirotubulares pueden funcionar con salinidad en el agua (conductividad $\leq 6000 \mu\text{S/cm}$). No se producen efectos perjudiciales sobre la superficie de calefacción de la caldera, debido a los depósitos de sal. Pueden utilizarse sencillas plantas de descalcificación de agua para su tratamiento. El tipo de tratamiento de agua viene determinado por aspectos económicos, así como por la calidad del agua disponible. El factor decisivo es la duración de la amortización de los sistemas de tratamiento de agua de alta

calidad, que puede resultar de una reducción en el volumen de desmineralización. En relación con la capacidad térmica generada, la caldera pirotubular contiene mucha más agua que la caldera acuotubular. Por lo tanto, la caldera pirotubular es más resistente ante las fluctuaciones de vapor o demandas de vapor que excedan temporalmente la producción nominal de la caldera. Aparte de un aumento a corto plazo de la humedad del vapor, no cabe esperar otros efectos; no debe preverse una influencia negativa de la transferencia térmica.

d. USO DEL VAPOR SATURADO EN PROCESOS INDUSTRIALES:

El Vapor saturado es utilizado en los procesos industriales como un fluido de calentamiento, debido a la alta calidad de su calor en el estado de vapor saturado, cediendo el calor de vaporización durante los procesos de calentamiento. Dentro de los usos tenemos los siguientes:

- Cocción de alimentos.
- Evaporación.
- Secado.
- Calentamiento de fluidos de procesos.



Figura N° 6 Sistema de Distribución de Vapor

Fuente: Conservas Milagros del Mar

2.1.3 PARAMETROS CARACTERISTICOS:

FACTOR DE CARGA:

Es un parámetro que permite comparar la capacidad de producción de vapor en BHP, con los BHP nominales del generador de vapor, y permite conocer que tanto de lo máximo del calor que puede producir un generador de vapor realmente produce para una determinada condición de trabajo.

$$F.C = \frac{BHP \text{ de operación}}{BHP \text{ nominales}} * 100\% \dots \dots \dots (1)$$

Donde los BHP de operación se obtienen según la siguiente ecuación:

$$BHP \text{ de operación} = \frac{\dot{m}_v * (h_g - h_i)}{8437} \dots \dots \dots (2)$$

\dot{m}_v = Flujo masico de vapor generado

h_g = Entalpia en el estado de vapor saturado a la presión de operación del generador de vapor pirotubular.

h_i) = Entalpia a condiciones de ingreso del agua en el generador de vapor pirotubular.

EFICIENCIA DE UN CALDERO PIROTUBULAR:

Es un parámetro que permite evaluar el calor útil disponible aprovechado por el agua para transformarse en vapor saturado con el calor suministrado por el combustible. La ecuación para determinar la eficiencia es la siguiente:

$$\eta = \frac{\dot{m}_v * (h_g - h_i)}{\dot{m}_c * Pci} * 100\% \dots \dots \dots (3)$$

Dónde:

η = Eficiencia Térmica del Generador de Vapor Pirotubular.

\dot{m}_c = Flujo másico de combustible (Petróleo R-500)

Pci = Poder calorífico inferior del combustible.

EFICIENCIA DE LA COMBUSTION:

Los procesos de combustión en instalaciones industriales siempre obedecen a un esquema básico, cuyo conocimiento y comprensión resultan la llave maestra para acceder a cualquier proceso de combustión que se desee conocer y mejorar.

El diseño del quemador debe establecer estas condiciones, dependiendo la capacidad de generación de calor de la capacidad del ventilador para aportar el aire de combustión y la energía cinética requerida para desarrollar la combustión en la forma prevista para cada caso. Siendo también el gas combustible un fluido, también podría funcionar como flujo dominante, pero al requerir la combustión como reacción química alrededor de diez veces más volúmenes de aire que gas, tendría que manejarse a muy alta velocidad el gas para aportar el impulso requerido; este es el caso de los quemadores supersónicos de gas natural. Una buena combustión requiere 3 puntos fundamentales:

Proporción correcta aire – combustible para una combustión completa : El diseño del quemador deberá asegurar el suministro de las cantidades adecuadas de aire y combustible en el sistema, estableciendo márgenes de regulación para ambos. Para asegurar la combustión completa deberá proporcionarse un exceso de aire, procurando que sea lo mínimo que resulte posible.

Mezcla adecuada aire combustible-combustión óptima: El diseño del quemador deberá proporcionar las condiciones de mezcla aire/combustible más adecuadas para cada caso. La mezcla debe ser uniforme y permanente para cada punto de regulación dentro de los márgenes de operación.

El objetivo principal de la mezcla será el lograr el máximo contacto superficial entre oxígeno y combustible. El estado físico del combustible determinará las condiciones operativas que permitan preparar el combustible (pulverización, atomización, vaporización) en el caso de sólidos y líquidos, y efectuar la mezcla en forma conveniente para cada caso.

Ignición inicial y sostenida de la mezcla: El encendido o ignición inicial de la mezcla requiere el aporte de calor de una fuente externa. Resulta necesario aplicar mucho calor a un área localizada para acelerar la reacción. La mezcla se encenderá sólo al alcanzar su temperatura mínima de ignición, variable para cada combustible. Al producir las reacciones de combustión más calor del que se pierde a los alrededores, se mantendrá la combustión sin necesidad de la fuente externa.

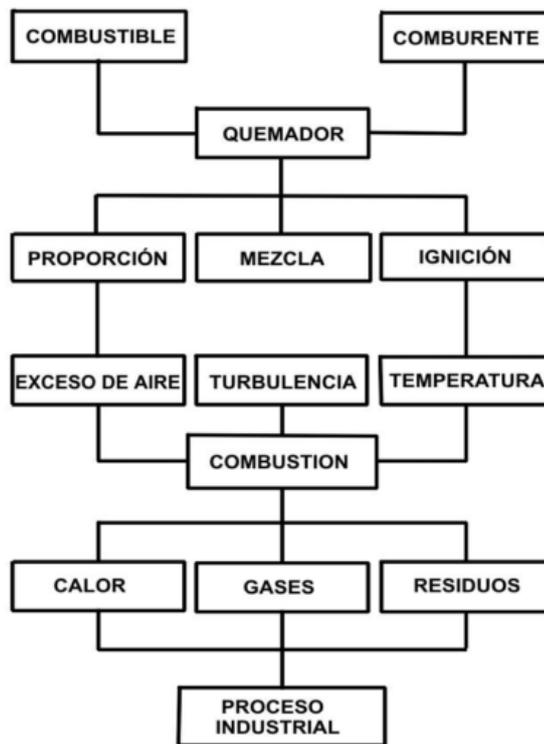


Figura N° 7 Diagrama Esquemático de la combustión industrial

Fuente: Texto Combustión Industrial (Castillo Neyra)

2.1.4 COMBUSTIBLES USADOS EN CALDEROS PIROTUBULARES:

a. COMBUSTION CON PETROLEO R500:

La comercialización de petróleo residual se efectúa en volumen; siendo éste variable con la temperatura, deberá controlarse estrictamente que se cumplan las normas establecidas para su despacho en plantas de ventas y que el volumen despachado realmente ingrese a planta.

El residual se factura a 25°C; siendo práctica normal que se despache a mayor temperatura para facilitar su bombeo (45°C).

La necesidad de mantener un stock mínimo de combustible que garantice la continuidad de operación de una planta industrial determina la existencia de una etapa intermedia entre la recepción del combustible y su combustión. Durante esta etapa se produce una gran proporción de la degradación de los residuales en planta, debido a 3 principales causas o fenómenos: Oxidación.

Crecimiento microbiano.

Corrosión.

El residual contenido en los tanques de almacenamiento debe llegar al sistema del quemador en las condiciones de flujo, presión y temperatura que establecen las condiciones de diseño y características operativas del propio quemador.

Para cumplir tal objetivo, el residual debe pasar por 3 etapas:

- a) El residual fluye del tanque al sistema de bombeo, normalmente por gravedad. Para ello la temperatura del combustible debe ser superior a su punto de fluidez.
- b) El residual es bombeado hacia las instalaciones del quemador, regulando el flujo y la presión a los valores fijados para el sistema.
- c) El residual que llega a la etapa final a una temperatura similar a la de bombeo, para ser inyectado al quemador con el flujo y presión adecuadas y convenientes, deberá ser calentado a la temperatura de atomización, dentro del rango de viscosidad de operación del quemador.

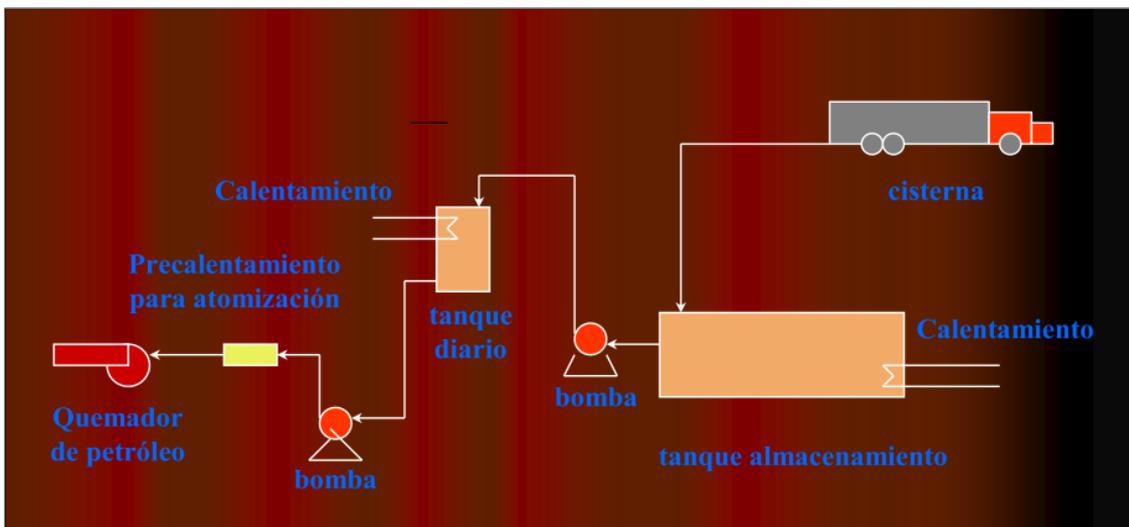


Figura N° 8 Circuito de Petróleo Residual industrial

Fuente: Texto Combustión Industrial(Castillo Neyra)

Al demostrar la Teoría Inorgánica de la Combustión que todos los combustibles se queman en la misma forma, disociándose antes de quemarse, podemos establecer que solamente existe un procedimiento para la combustión industrial de petróleos residuales: Atomización en gotas microscópicas que logren

vaporizarse para que la disociación se produzca en fase gaseosa; si las gotas son de mayor tamaño, al exponerse al calor radiado por la llama, una parte se disocia (craquea) en fase líquida, produciéndose partículas de coque 100 veces más grandes, lo que dificultará la velocidad de reacción y el objetivo de combustión completa.

En el desarrollo de la tecnología de la combustión se han diseñado y utilizado muchos tipos de quemadores, algunos con más criterios y fundamentos comerciales que técnicos; después de muchos análisis y experiencias, basados fundamentalmente en resultados, hemos limitado la clasificación actual de quemadores para petróleos residuales a solamente 3 tipos:

Atomización mecánica

Atomización mecánica asistida por vapor.

Atomización por fluido auxiliar (aire o vapor)

Aunque existen algunas diferencias entre vapor y aire comprimido con fluidos pulverizadores, en lo fundamental ambos aportan energía cinética de atomización

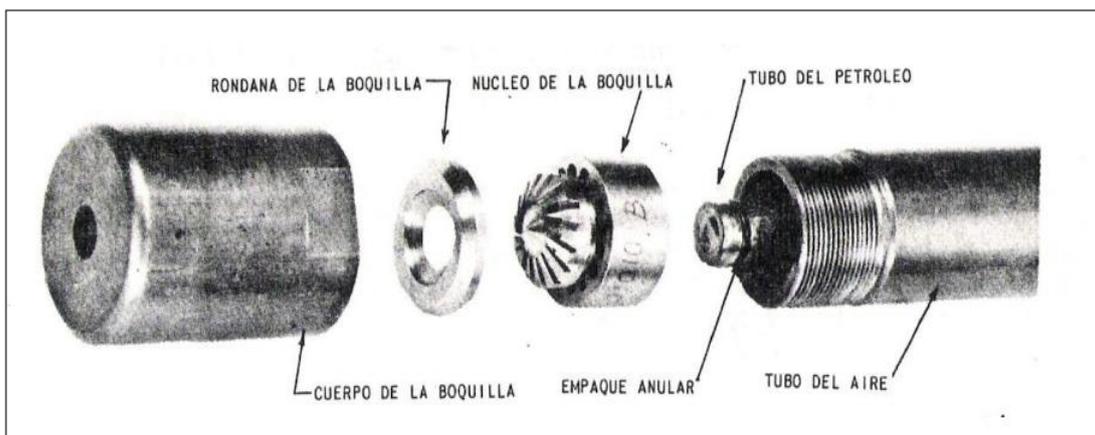


Figura N° 9 Atomizador DISTRAL con inyección de vapor y aire comprimido

Fuente: Manual de Caldero DISTRAL

En la post-combustión, realmente se marcan las diferencias más notables entre los combustibles destilados y los residuales, por resultar ineludible afrontar la presencia de las impurezas propias del residual, que representan residuos de la combustión. La acción y efecto de tales impurezas define los problemas típicos que se presentan al utilizar petróleos residuales en un sistema de

generación de calor: Si las impurezas se quedan y acumulan en el interior de hornos y calderos, se forman depósitos. Cuando tales depósitos se producen sobre paredes o superficies de calor, se les denomina incrustaciones. Las cenizas del residual, principalmente elementos que forman compuestos de bajo punto de fusión, al ser atrapados por las incrustaciones, dan lugar a la corrosión por cenizas fundentes, también llamada corrosión a alta temperatura.

La utilización de petróleos residuales en sustitución de otros combustibles que no contengan impurezas, podría tener una influencia en cuanto a contaminación ambiental, principalmente en los siguientes aspectos:

- Óxidos de azufre: Lluvia ácida La humedad ambiental, por su parte transforma con gran rapidez el SO_3 en ácido sulfúrico (H_2SO_4). Durante las lluvias, el SO_3 es absorbido por el agua, precipitando y dando lugar a la lluvia ácida. La presencia de partículas acompañadas de SO_2 y sus derivados pueden producir, según los niveles de concentración en que se encuentren, desde leves irritaciones de las vías respiratorias hasta claros aumentos en la mortalidad, sobre todo en personas con afecciones bronco pulmonares,
- Monóxido de carbono (CO): Este gas se presenta normalmente como producto de una combustión incompleta por deficiencia de aire (oxígeno) o una deficiente mezcla entre combustible y comburente. Niveles de 20 hasta 120 ppm resultan muy frecuentes y hasta normales en el caso de calderos que utilizan combustibles residuales.
- Dióxido de carbono (CO_2) Es un gas que normalmente se encuentra en la atmósfera en una proporción de 300 ppm o 0,03% en volumen. Aún en niveles altos no es venenoso, pero puede producir asfixia debido a bajos niveles de oxígeno. El CO_2 presenta el oxígeno ligado y sólo puede ser liberado por la acción de las plantas a través de la fotosíntesis. La industria es el mayor aportador de estos gases.

b. COMBUSTION CON GAS LICUADO DE PETROLEO:

El llamado GLP (Gas Licuado de Petróleo) es un combustible limpio de impurezas, que se manipula y almacena como líquido, pero se emplea como gas. Su limpieza representa una ventaja respecto al fuel oil y el carbón; su

manejo como líquido resulta fundamental en medios donde no llegan las tuberías de distribución del gas natural, en este caso la Empresa JADA S,A y la Empresa Pesquera 1313 cuentan con instalaciones de GLP.

El GLP se despacha y transporta como líquido, utilizando cisternas provistos de bombas acondicionadas para carguío y descarga. La comercialización se efectúa generalmente en volumen, pero considerando la variación de masa con la proporción de Propano y Butano, resultará conveniente para los usuarios comprobar la conformidad del suministro mediante las siguientes acciones: Exigir del proveedor el reporte permanente de la composición química propiedades físicas del GLP. Disponer de medidores de flujo másico para control de recepción Efectuar la comprobación del volumen neto (masa) descargado en planta, mediante pesada física que permita comprobar que corresponde a la facturación efectuada.

El almacenamiento en planta del GLP se efectúa en tanques o esferas preparados para manejar la presencia de gases y líquidos, con conexiones para ambos, tanto en la recepción como en la descarga. Para diseñar las instalaciones de almacenamiento y operaciones de carguío y transferencia, se debe considerar que el GLP es un combustible peligroso, debido a su volatilidad e inflamabilidad. La elaboración de un adecuado Estudio de Riesgos, cumpliendo las Normas y Reglamentos aplicables y vigentes en cada caso, debe eliminar totalmente las posibilidades de incendios y explosiones.

La presión que se mantiene en el interior de los tanques de almacenamiento no resulta suficiente para instalaciones industriales de alguna importancia. Para mantener un suministro homogéneo y estable a los procesos de combustión, pueden resultar necesarias las siguientes instalaciones: La presión se incrementa con la temperatura y ello conduce a grandes variaciones en el volumen de GLP en el estado líquido. Por lo tanto, si un contenedor (balón, bombona o tanque) está completamente lleno de GLP en su estado líquido y aumenta la temperatura, se producirá un rápido incremento de la presión, creando el riesgo de una explosión. Por esta razón, nunca debe llenarse completamente un tanque de GLP.

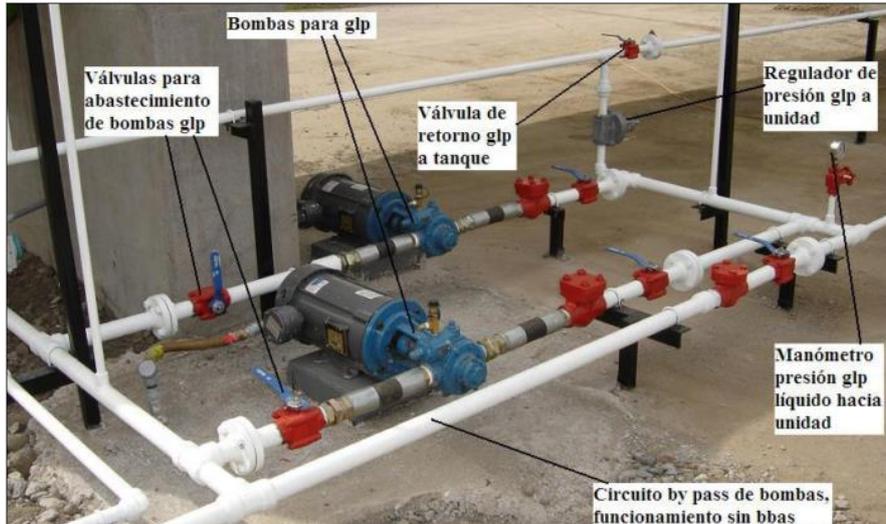


Figura N° 10 Punto de medición de GLP antes de ingresar a planta

Fuente: Costa Gas SA

Para vaporizar y estabilizar el suministro de GLP a los procesos de combustión en planta, el flujo bombeado como líquido debe gasificarse en equipos especialmente adecuados para disminuir la presión y aumentar la temperatura, llamados vaporizadores. Su tamaño y complejidad dependerá del volumen requerido

Las combustiones de GLP y Gas Natural resultan muy similares, pudiendo utilizarse los mismos quemadores con algunas adaptaciones en función de la regulación de flujo para proporcionar el aporte de energía cinética y térmica requerida por el tipo y capacidad del quemador.

El Gas con el mínimo impulso se debe poner a disposición del aire, que a través del diseño del difusor, determina la forma de la llama. El flujo dominante de la mezcla es el aire de combustión, lo que resulta adecuado, en consideración a que se requieren alrededor de 1 Nm³ de aire por cada 1.000 Kcal; es decir, 10 1 Nm³ por cada de 1 Nm³ Gas Natural y 25 1 Nm³ de aire por cada 1 Nm³ de GLP gasificado. En este caso, simplemente se deberá disponer de los orificios de ingreso del gas sin mayor impulso para facilitar el trabajo del aire como flujo dominante. La relación de diámetros de los orificios de ingreso del gas, dispuestos en forma transversal al eje del quemador, deberá resultar suficiente para asegurar el suministro térmico necesario



Figura N° 11 Quemador Tipo Venturi para GLP
Fuente: REIK BURNER

2.1.5 INDICADORES ENERGETICOS:

Los Indicadores Energéticos, también conocidos como consumos específicos, ratios energéticos, números energéticos característicos son parámetros que nos permiten medir la eficiencia energética en términos de comparar las unidades de energía consumida o su equivalente en volumen o la facturación de esta en relación a las unidades productivas o de servicio generadas.

En nuestro país se publicó en enero del 2009, las Guías con estándares mínimos para la eficiencia energética en el Perú a través de la DGE –MEM, así como se publica las Guías para desarrollar Auditorías Energéticas en diversos sectores productivas , tomándose como unidad energética el Giga joule(Gj).

Estos se construyen en función a las características de cada planta consumidora de energía analizada, así tenemos indicadores energéticos:

INDICADOR ENERGETICO TERMICO 1:

$$IET1 = \frac{\text{Galones de GLP /mes}}{\text{Toneladas de Harina empleada/mes}} \dots \dots \dots (4)$$

INDICADOR ENERGETICO TERMICO 2:

$$IET2 = \frac{\text{Galones de Petroleo R} - 500/\text{mes}}{\text{Toneladas de Harina producida/mes}} \dots \dots \dots (5)$$

INDICADOR ENERGETICO TERMICO 3:

$$IET3 = \frac{\text{Mega calorías/hora}}{\text{Toneladas de Harina producida/hora}} \dots \dots \dots (6)$$

INDICADOR ENERGETICO ECONOMICO:

$$IETE1 = \frac{\text{U\$ Facturacion de Petroleo consumido/mes}}{\text{Toneladas de Harina producida/mes}} \dots \dots \dots (7)$$

INDICADOR ENERGETICO AMBIENTAL:

$$IETE1 = \frac{\text{Ton. de CO2 emitidas /mes}}{\text{Toneladas de Harina producida/mes}} \dots \dots \dots (8)$$

AHORRO DE ENERGIA PRIMARIA

$$AEP = \frac{\text{Consumo Combustible Final} - \text{Combustible Inicial}}{\text{Combustible Inicial}} * 100\% \dots \dots (9)$$

2.2 EL GAS NATURAL EN EL PERU.

2.2.1 DATOS MARCO:

El Proyecto Camisea es uno de los Megaproyectos más esperados e importantes de los últimos tiempos para el Perú. Su importancia fundamental radica en el déficit de combustibles que actualmente tiene el Perú y el Gas

Natural es el combustible por excelencia que reemplazaría a los combustibles tradicionales.

Los yacimientos de gas están ubicados aproximadamente a 500 kilómetros al este de Lima, en la Cuenca Ucayali, dentro del departamento del Cusco, Provincia de la Convención, distrito de Echarate. Para los efectos del Lote 88 solo se consideran los yacimientos San Martín y Cashiriari. Se estima que el potencial de Camisea es de 17 trillones de pies cúbicos de gas natural seco y 800 millones de barriles de condensado. Esto es aproximadamente seis veces la reserva actual de petróleo en el Perú y diez veces más grande que cualquier otra fuente de gas natural en el país.

El Consorcio Camisea está integrado por tres socios principales: Pluspetrol, que se encarga de la Explotación de los yacimientos, Transportadora del Gas del Perú (TGP), se encarga del Transporte del Gas, y Tractebel Perú, es el encargado de la Distribución de gas en Lima y Callao.

La inversión total del proyecto ascendió aproximadamente a US\$ Millones 2,406, de los cuales US \$ Millones 950 se usó en la explotación, US \$ Millones 800 se invirtió en el transporte y US\$ Millones 156 se invirtió en la distribución.

En el primer semestre del 2013 Proinversión desarrolló el concurso público internacional para otorgar en concesión el proyecto: "Masificación del Uso de Gas Natural a Nivel Nacional", el cual tiene como objetivo extender el uso del gas natural, con el fin de llevar las ventajas económicas y ambientales generadas por su uso a distintas localidades del norte y sur del país. El 25 de julio de 2013 se otorgó la Buena Pro de la Concesión Norte a la Empresa Promigas-Surtigas El proyecto abastecerá de gas natural a las siguientes ciudades: Huaraz, Chimbote, Trujillo, Pacasmayo, Cajamarca, Chiclayo, y Lambayeque.

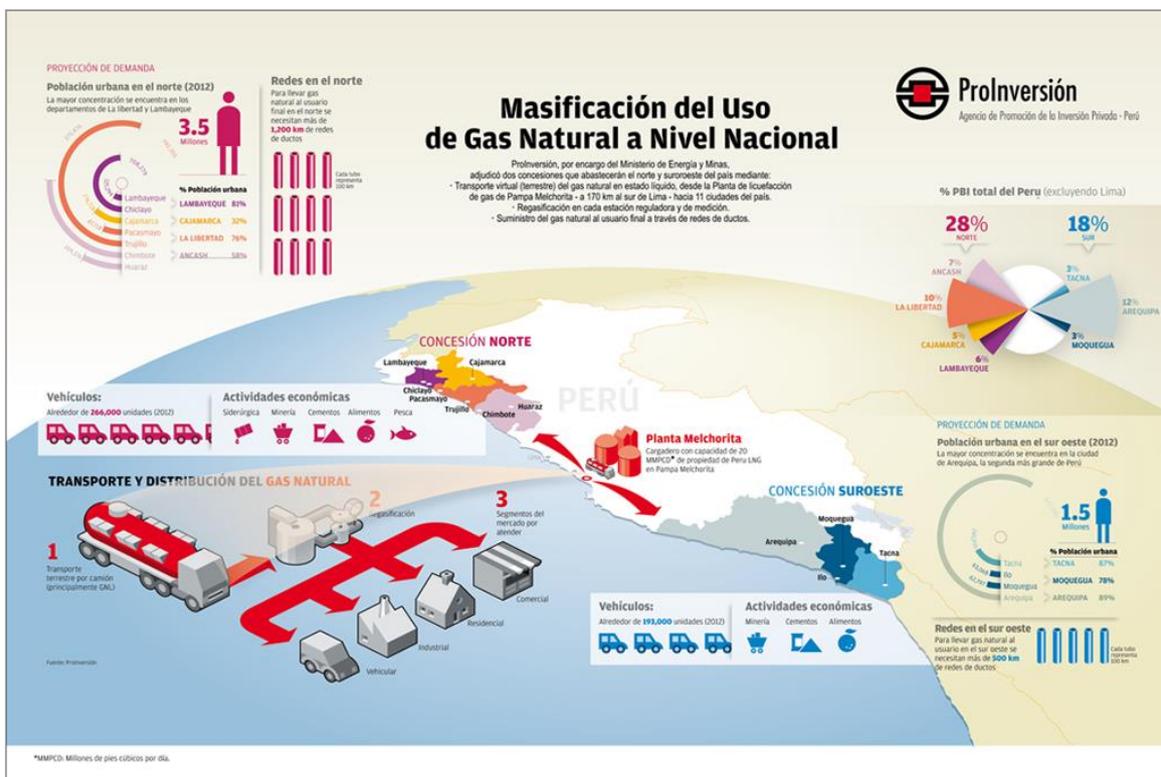


Figura N° 12 Boucher Masificación del Uso del Gas Natural

Fuente: PROINVERSION

2.2.2 RESERVAS DE GAS NATURAL:

La zona de Camisea incluye cuatro lotes, tres en explotación y uno en exploración. En explotación tenemos el Lote 88, operado bajo licencia por Pluspetrol, ubicado en el departamento de Cusco, el cual incluye los yacimientos San Martín y Cashiri; el Lote 56, también operado bajo licencia por Pluspetrol, ubicado en el departamento de Cusco, el cual incluye los yacimientos de Pagoreni y Mipaya; y el Lote 57, operado por Repsol y CPNC, ubicado entre los departamentos de Cusco, Ucayali, Junín, el cual incluye los pozos Kinteroni, Mapi y Mashira. El Lote 58 está en exploración y se encuentra en el departamento de Cusco, operado por la empresa CNPC

Las reservas de GN en el Perú, constituidas por las probadas, probables y posibles, han presentado comportamientos diferentes. Las reservas probadas de GN han mostrado una tendencia al alza. Representaron según el ministerio de energía y minas 11.5 TCF en 2004, mientras que en 2013 se elevaron hasta 15.0 TCF, aumentando 30%.

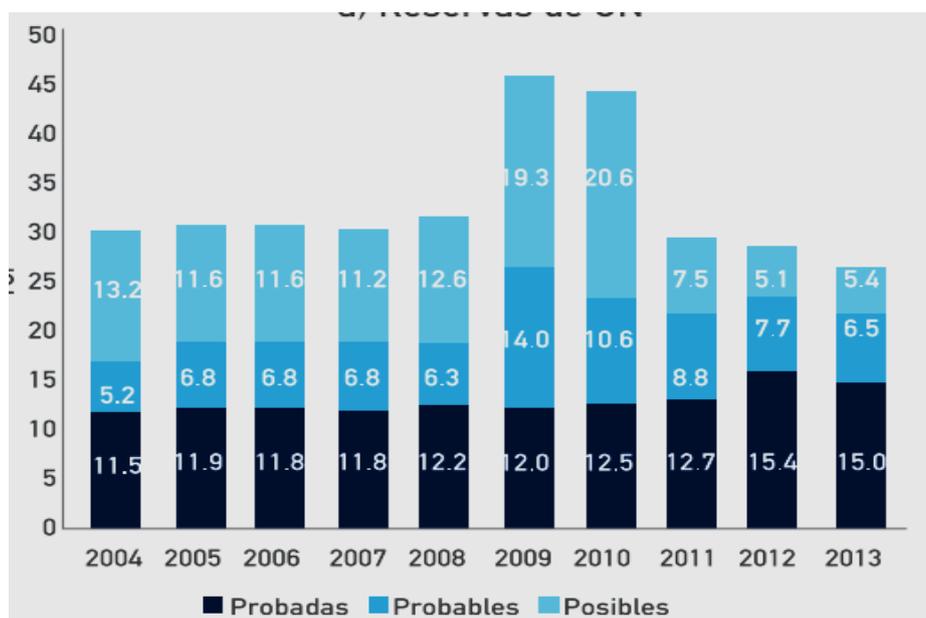


Figura N° 13 Evolución de las Reservas de GN en TCF

Fuente: OSINERGMIN

2.2.3 IMPACTO DEL GAS NATURAL EN LOS SECTORES DE CONSUMO:

Debido a la magnitud de su consumo, el sector industrial ha sido uno de los más favorecidos por la industria del GN. La dinámica de crecimiento del país y el progresivo aumento de los precios de los derivados del petróleo han generado un crecimiento sostenido en la demanda de GN de este sector. Para 2004, el ahorro operativo por el uso del GN en reemplazo de los petróleos industriales totalizó un monto cercano a US\$ 5.3 por gigajoule consumido. La magnitud del ahorro se ha amplificado, puesto que en 2013 se registró un ahorro de US\$ 14.2 por gigajoule consumido

Como consecuencia de una tarifa relativamente menor y de las características propias del GN, la expansión de la demanda industrial se ha concentrado en empresas que utilizan hornos y calderos en sus procesos productivos. Cabe señalar que este sector abarca a las pequeñas, medianas y grandes industrias, cuyo consumo va de 17,501 m³ a 300,000 m³, de 300,001 m³ a 900,000 m³ y mayor a 900,000 m³ de GN al mes, respectivamente.

Desde la incorporación de los seis consumidores industriales iniciales⁷⁸ en 2004, el número de clientes conectados ha alcanzado un total de 345 en 2013.

No obstante, el consumo agregado de GN ha registrado un fuerte crecimiento, al aumentar de 2.2 MMGJ a 48 MMGJ en el mismo periodo.

A 10 años de las primeras conexiones de GN en el sector industrial, el impacto económico que ha generado el Proyecto Camisea en este sector ha significado un ahorro acumulado de US\$ 5,534 millones a diciembre de 2013. Del mismo modo que en los sectores previos, dicho valor proviene de los ahorros efectivamente realizados y los ahorros por realizar de los 345 usuarios industriales que optaron por sustituir a los petróleos industriales número 6 y 500 por un suministro a GN.

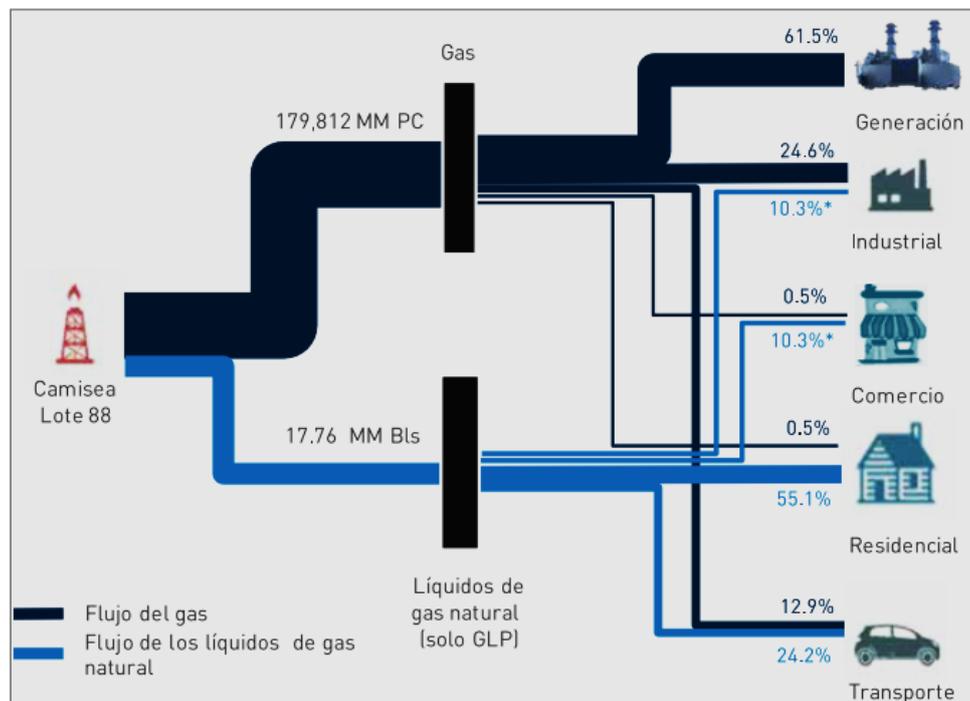


Figura N° 14 Cadena de consumo de Gas Natural en el Perú

Fuente: OSINERGMIN

La Industria del Gas Natural, esto es el proceso seguido desde la extracción hasta su utilización comprende:

- Explotación: El gas natural se encuentra en la naturaleza bajo tierra en los denominados reservorios de gas. Su formación es similar al de la formación del petróleo. El gas natural se extrae de los reservorios que se encuentran bajo tierra a profundidades que van desde los 500m hasta los 3000 m. La Explotación de Camisea consiste en la perforación de los pozos productores en la locación de San Martín (Lote 88 y 56)

- b. Procesamiento: El primer paso del procesamiento consiste en la eliminación de las impurezas como son: azufre, agua, CO₂ y otras que no tienen valor comercial. La planta de Procesamiento de Camisea se encuentra en Las Malvinas (selva de Cuzco) y el procesamiento de los líquidos de gas en la planta de fraccionamiento localizado en Pisco. A continuación se procede a la separación de componentes del gas natural, en el cual el gas se separa en:
- Gas natural seco (metano y etano) que se transporta por gasoductos hasta los centros de consumo.
 - Líquidos de gas natural constituido por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados que se transportan por poliductos hasta la planta de fraccionamiento. En la Planta de fraccionamiento se separa los líquidos de gas natural en: Propano/ butano (GLP) y Gasolina natural (pentanos e hidrocarburos más pesados)



Figura N° 15 Planta de fraccionamiento de Malvinas

Fuente: OSINERGMIN

- c. Transporte: El transporte incluye la operación de dos ductos: uno para el gas natural seco de 731 Km. Y el otro de líquidos de gas natural de 560 Km. Ambos recorren en paralelo desde Camisea, hasta la costa peruana en Pisco. Ambos ductos en su recorrido tienen instalaciones especiales, así el ducto de líquidos cuenta con cuatro estaciones de bombeo, las cuales le permitirán que el

hidrocarburo sobrepase la Cordillera de los Andes. Asimismo con el fin de controlar la presión con la bajan los líquidos en su curso hacia la costa se han instalado dos estaciones reductoras de presión. El transporte de los gasoductos se realiza a presiones que van del orden de 20 a 150 bar.



Figura N° 15 Ducto de transporte de Gas natural
Fuente: OSINERGMIN

- d. Estación de Gas o City Gate (Medición/Regulación/Odorización) : Una City Gate es una unidad paquete que mide, reduce y regula la presión del gas, normalmente instalada fuera de los límites de una ciudad o un ducto de distribución. Se encarga de suministrar gas a las ciudades e industrias a una presión requerida por el usuario. Está ubicado en la ciudad de Lurín.
- e. Distribución: La distribución viene a ser el suministro del gas natural a los usuarios a través de red de ductos. El Gasoducto troncal es un ducto que recorre la ciudad de sur a norte desde la Trampa de Lanzamiento en Lurín (“City Gate”) hasta la Trampa de Recepción en el Callao (“Terminal Station”). La Red Principal tiene una longitud total de 61.3 Km, y la presión de diseño es de 50 bar, está constituida por tuberías de acero de diversos diámetros. Esta red comprende tanto un gasoducto principal de 20” de diámetro como las derivaciones o ramales de otros diámetros, las cuales alimentarán las redes de media presión a través

de las Estaciones reguladoras de media presión (ERP – MP), así como grandes clientes industriales conectados directamente a través de Estación de regulación y medición (ERM), tales como los Clientes Iniciales.

Cuadro N° 2 Designación y Presiones de diseño

Designación	Presión de diseño	MAPO	Presión mínima de operación
Red Principal	50 bar	50 bar	27 bar
Red de media presión	19 bar	19 bar	Dependerá de los criterios operativos de GNLC \approx 10 bar.
Red de baja presión – acero	10 bar	10 bar	Dependerá de los criterios operativos de GNLC \approx 5 bar.
Red de baja presión – polietileno	5 bar	5 bar	0.5...1 bar

Fuente: Calidda

2.2.4 EXPERIENCIAS DE MASIFICACION DEL GAS NATURAL EN EL PERU:

a. GENERALIDADES:

Por sus características físicas, el gas natural se encuentra en fase gaseosa. Por tanto, la forma más segura de transportarlo y distribuirlo es por ductos, siendo necesario que se den condiciones especiales para su desarrollo. Las principales son las siguientes:

Apoyo estatal (subsidios al costo de conversión).

Conocimiento de la población (reducción o eliminación de mitos).

Factores de costos y demanda viables económicamente (monopolios, regulación y subsidios). Los riesgos, tanto para el suministrador como para el consumidor, deben reducirse si se quiere que los inversionistas privados participen y que los consumidores respondan a las campañas de masificación.

b. REQUISITOS PARA SU MASIFICACION:

Para masificar el gas natural se requiere que todos los eslabones de la cadena de suministro estén listos para que el combustible fluya desde la producción hasta los aparatos de los clientes. Esto significa que:

- Tiene que existir gas disponible en el productor;

- Tiene que haber capacidad de transporte disponible.
- Tienen que existir redes de distribución por las calles.
- Tienen que estar instaladas las acometidas (medidores) de gas en el frontis del domicilio de los consumidores residenciales.
- Tienen que existir redes de tuberías de gas natural al interior del domicilio de los consumidores residenciales.
- Tienen que haberse preparado los artefactos (cocina, terma, calentadores y otros) para ser utilizados con gas natural. En el caso del sur del país, la estrategia de la masificación está enfocada sólo en el desarrollo del gasoducto de transporte , para luego, desde allí, hacer los otros eslabones, sin considerar que para atender la demanda de las casas y las estaciones de GNV no se requiere mucho gas. Tampoco se ha considerado que el gas natural puede ser transportado en camiones como gas natural comprimido (GNC) o como gas natural licuado (GNL) hasta el punto donde empieza la distribución residencial por ductos.

c. NORMATIVIDAD RELACIONADA AL TEMA:

Hasta el año 2011 se han emitido cuatro leyes para apoyar la masificación del gas natural. Estas leyes, si bien expresan la voluntad de apoyar efectivamente a la masificación, no consiguen cerrar la cadena de suministro y ni logran responder a la pregunta que el cliente se hace habitualmente: ¿luego de haber hecho todo esto, el gas natural será efectivamente más económico que el GLP? Por esta razón, la creación del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) es importante para el caso del gas natural, ya que se podría centrar en subsidiar ciertos costos de la cadena de suministro, como la red de distribución, la conexión y la instalación interna. Esta normatividad es la siguiente:

- Ley 28849 (2006) Ley de descentralización del acceso al consumo de gas natural para incentivar el consumo de gas natural en las diversas circunscripciones territoriales del país.
- Ley 29129(2007) Declara de necesidad e interés público la construcción del gasoducto Camisea – Santa Ana - Cusco, así como del gasoducto hacia las regiones de Puno, Huancavelica, Arequipa, Moquegua y Tacna.
- Ley 26496 (2010) Ley de creación de empresas municipales encargadas de la prestación del servicio público de suministro de gas natural por red

de ductos en el ámbito de las municipalidades distritales y provinciales. Autorizar la creación de empresas municipales, con personería de derecho público o privado, encargadas de la prestación del servicio público de suministro de gas natural por red de ductos en las localidades que puedan ser abastecidas de gas natural, en virtud de lo cual se declara de interés público la creación de estas empresas municipales, siendo competencia del Ministerio de Energía y Minas la calificación de subsidiariedad aplicable a cada caso.

- Ley 29706 (2011) Ley de facilitación de conexiones domiciliarias del servicio público de distribución de gas natural.

d. ESTRATEGIA DE ESTADO:

Con la normatividad establecida se ha logrado que el gas natural cueste para el consumidor US\$ 7,1 por giga joule (GJ) mientras que el GLP cuesta en unidades energética US\$ 19,7 por GJ. Recordemos que la oferta del gobierno fue tener GLP a 12 soles por balón. Si esto fuera posible, el GLP debería costar US\$ 7,4 por GJ, lo cual es imposible; pero si lo vemos como gas natural se apreciará que esto ya se cumple en Lima.

El gasto de promoción trata de corregir la desventaja que significa no tener la red interna de gas natural instalada y que otros servicios ya lo tienen porque son parte de nuestra cultura. Lamentablemente hacer una red interna de gas natural implica tener personas que sepan y estén calificadas para hacer la instalación. Ningún servicio público exige que la red interna esté certificada como si se exige para el caso del gas natural. Si se dejara que cada quién haga la red interna a su mejor saber y entender se incubaría un problema potencial de seguridad que a final pondría en riesgo todos los esfuerzos orientados al logro de la masificación del gas natural.

Para hacer la masificación en Lima no fue mucho problema el tener gas, transporte o distribución, ya que los operadores estaban dispuestos a comprometerse con el desarrollo del gas. Pero el problema es tener siempre el gas competitivo con el GLP, considerando los costos de conversión. El concesionario financia a los consumidores la conversión de sus casas y

descuenta de su costo el gasto de promoción. En algunos casos el usuario acepta un costo mayor al precio que paga por el GLP y lo hace con la esperanza de que en pocos años se pague su conversión y de ahí en adelante tener un suministro de gas más barato que el de GLP.

Es preciso reiterar que la importancia de la masificación para el Estado radica en llegar con el gas natural y sus beneficios económicos y ambientales a los consumidores residenciales (en especial de las zonas pobres) y a los vehículos (GNV), en el más breve plazo; y para hacer esto no se requiere de mucho volumen de gas.

Por esta razón, por ahora, lo mejor es hacer ‘transporte o ducto virtual’, que significa que el gas natural se transporte por vehículos en cualquiera de sus fases: comprimido (GNC) o licuado (GNL, o LNG en inglés). El transporte virtual tiene la ventaja de hacerse en corto tiempo y no requiere comprometer mucha producción si se avoca únicamente a las residencias, al GNV y a un sector industrial del tipo estacional, además puede implicar e cambio en la cultura de la población para que aprecie y sienta las ventajas de tener gas natural.

2.3 SUMINISTRO DE GAS NATURAL:

2.3.1 GASODUCTO VIRTUAL:

a. GENERALIDADES:

Una de las actividades de la industria del Gas Natural es el transporte, que permite que la cadena productiva se complete, es decir, que llegue de los pozos de extracción hasta los consumidores finales. El transporte es una facilidad esencial que tradicionalmente ha sido realizada por medio de gasoductos.

No obstante, han surgido modalidades alternativas cuando no se pueden construir ductos entre el punto de origen y el de destino. El “gasoducto virtual” es un sistema de distribución de gas natural proveniente de Camisea a usuarios que debido a su ubicación no pueden conectarse a la red del Sistema

de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao que opera Cálidda Gas Natural del Perú o la Red principal de transporte de gas natural.

Es una modalidad alternativa para cuando no se pueden construir ductos entre el punto de origen y el de destino. Las diferentes tecnologías disponibles para el transporte obligan a considerar una serie de factores antes de elegir una forma de transporte.

Destacan tanto el volumen como la distancia entre el punto de origen y destino. Así, para una demanda hipotética de 9 MMPCD, la elección de transporte GNC por vía terrestre es la alternativa más eficiente si la distancia es menor a 600 km, mientras que el transporte marítimo de GNL sería la recomendada cuando la distancia supere los 1,500 km

En ese sentido, en la planta de GNC se comprime el gas natural y se transporta en camiones portadores de módulos hasta los clientes que lo requieran.

b. JUSTIFICACION:

Las ventajas del uso del gasoducto virtual son las siguientes:

- Creación del mercado de gas en lugares sin infraestructura y/o distribución.
- Permiten suministrar gas natural a las poblaciones sin escasa de los gasoductos.
- Anticipación de los ingresos con la venta del gas natural. Consolidando el consumo y preparando la región para el futuro recibimiento del gasoducto convencional, después de comprobada su viabilidad.
- Reducción del riesgo del mercado en la expansión del transporte y/o distribución. La expansión es proporcional al crecimiento del mercado.
- Anticipación del retorno de la inversión en la infraestructura.
- El equipamiento puede ser re-utilizado en otras regiones. Puede ser desplazado para una nueva región a ser desarrollada.
- Diversificación de la matriz energética. Su flexibilidad para aprovechar el gas natural en su totalidad, en la industria, en el comercio y en el sector domiciliar.
- Desplazamiento de otros combustibles líquidos. El uso del gas tendría un fuerte impacto sobre los costos industriales, logísticos y ambientales en el transcurso de la sustitución del diesel, gasolina y GLP por una fuente primaria de más bajo costo y menores niveles de emisiones.

c. ESQUEMA BASICO.

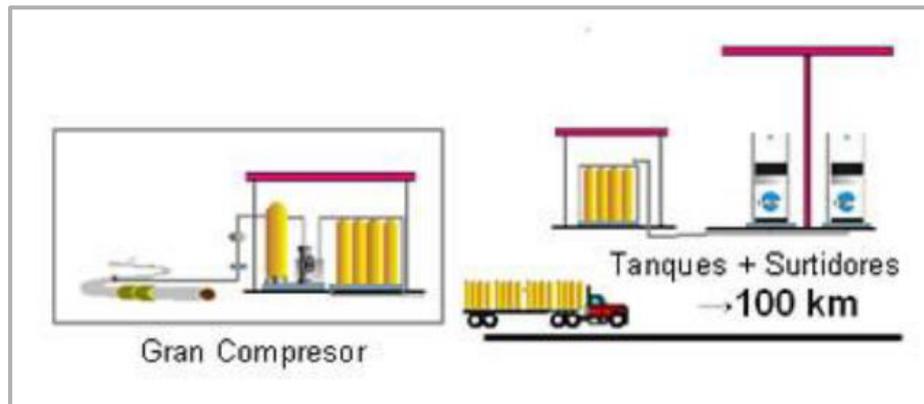


Figura N° 13 Abastecimiento típico de Gas natural
Fuente: Tesis (Baltodano/Huamán)

2.3.2 TRANSPORTE DE GAS NATURAL COMPRIMIDO.

a. GENERALIDADES:

El gas natural es procesado y acondicionado en cilindros, a temperatura ambiente y presión próxima a condición de mínimo factor de compresión, aproximadamente a 220 bar normalmente, según ANP. El Gas Natural Comprimido ocupa un volumen aproximadamente 268 veces menor que el volumen ocupado en las condiciones normales.

Esta tecnología permite almacenar el GN a altas presiones, de manera que puede ser transportado en cisternas a las poblaciones que quedan lejos de un gasoducto y cuando no es viable económicamente la construcción de otro ducto. La presión en la que se debe concentrar el gas varía en cada país; sin embargo, suele estar entre 200 y 265 bar.

Los principales procesos de un sistema de transporte y distribución de GNC que moviliza el combustible desde la estación de compresión hasta los consumidores finales (industriales, vehiculares, residenciales y comerciales) son los siguientes:

- Compresión del GN en los módulos de transporte.
- Carga y descarga de módulos de transporte.
- Transporte del gas (en los módulos) hacia el centro de consumo.
- Entrega del GNC a los usuarios, por ejemplo de GNV.
- Retorno de la unidad de transporte a su base de operaciones.

Este proceso, que es presentado, esquemáticamente en la Figura adjunta, requiere tres etapas: compresión, transporte y descompresión.

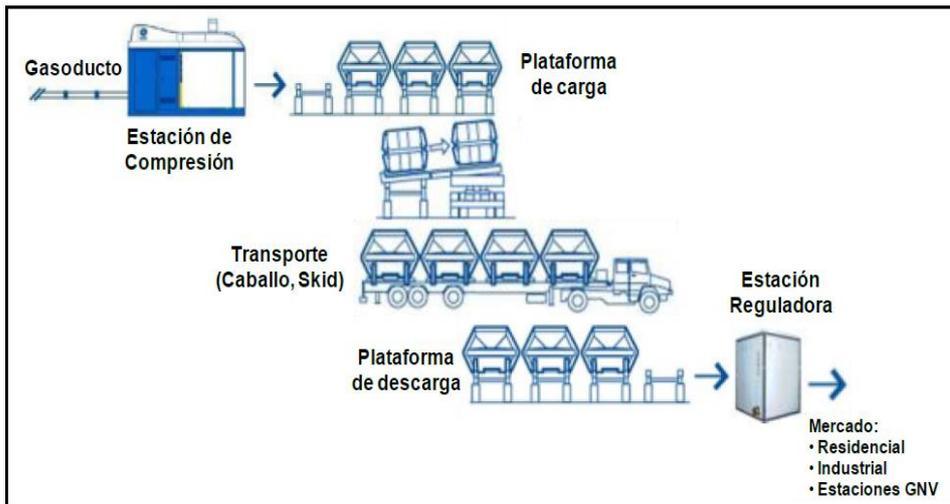


Figura N° 14 Gasoducto Virtual

Fuente: Empresa Galileo

Una estación de compresión es aquel establecimiento que cuenta con los equipos necesarios para realizar el proceso de compresión y almacenamiento a una presión máxima de trabajo de 25 MPa (250 bar), para su posterior transporte y comercialización de GNC. Incluye los módulos contenedores o de almacenamiento de GNC.

Según OSINERGMIN, se considera agente habilitado en GNC, a la persona natural, persona jurídica, consorcio, asociación en participación u otra modalidad contractual, autorizada por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) para realizar las actividades de comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC). El compresor, conectado a un gasoducto, comprime el gas hasta 250 bar dentro de los módulos de transporte. Tales módulos se encuentran sobre plataformas, permitiendo el abastecimiento e intercambio de módulos con el transporte de forma segura y eficiente.

Operacionalmente, los módulos vacíos, transportados por camiones, son sustituidos por módulos llenos. Ese cambio es realizado por máquinas, minimizando el tiempo de carga y descarga de los módulos. El vehículo realiza el transporte vial de los módulos a velocidades normales para el transporte de carga.

Una estación de descompresión de GNC es el conjunto de instalaciones de recepción y descompresión de GNC, que permiten efectuar la descarga a las

instalaciones fijas de consumidores directos o usuarios de GNC (industrias, redes residenciales y otros). Finalmente, al llegar al punto de consumo, los módulos son descargados sobre plataformas, las cuales son proyectadas para tiempos mínimos de carga y descarga. Después de pasar por una estación reductora, los módulos finalmente se conectan a la red de abastecimiento doméstico o industrial.

Tenemos las siguientes tecnologías desarrolladas:

b. **TECNOLOGIA GTM PARA EL TRANSPORTE DE GNC:**

Esta tecnología Americana denominada Gas Transport Module (GTM) que cuenta con el aval del departamento de transporte de USA almacenan GNC a 248 bar de presión y son cilindros forrados con fibras de vidrio.

Los recipientes horizontales se encuentran protegidos dentro de un contenedor totalmente aislado del exterior. Se tienen modelos de 9 recipientes con una distribución de 3x3, y modelos de transporte hasta 32 recipientes.

La tecnología coreana para transporte de GNC similar a esta, operan a presiones de 200 bar y con un volumen aproximado de capacidad de agua equivalente a 18 000 litros. El detalle es que el sistema de transporte consume GNC. En el Perú la empresa ENERGY GAS DEL PERU utiliza esta tecnología.



Figura N° 15 Tecnología de transporte GTM

Fuente: Energie gas del Perú

2.3.3 GASODUCTO VIRTUAL VIA GAS NATURAL LICUADO:

a. **GENERALIDADES:**

El Gas en el estado líquido en condiciones criogénicas, compuesto predominantemente de metano y que puede contener cantidades mínimas de etano, propano, nitrógeno y otros componentes normalmente encontrados en el gas natural; luego es enfriado a temperatura inferior a -160°C . Este proceso permite la reducción del volumen del fluido en cerca de 600 veces

Consiste en el enfriamiento mediante un proceso criogénico a temperaturas cercanas a menos 161°C , hasta el punto en que se condensa en líquido. El volumen obtenido es aproximadamente 600 veces menor que en su forma gaseosa, lo cual hace eficiente su transporte por medio de cisternas. Al igual que el GNC, el uso de la tecnología del GNL es interesante cuando una población está muy alejada del gasoducto y no es económicamente eficiente la construcción de otro ducto exclusivo para su abastecimiento. Por ejemplo, tomar la decisión de realizar el abastecimiento de GNL por transporte marítimo implica la siguiente infraestructura:

- Plantas de criogenización, las cuales enfrían el GN a menos 161°C hasta reducir en 600 veces su volumen y lo convierten en líquido.
- El servicio de buques metaneros, los cuales cuentan con tanques acondicionados para mantener el GNL a la temperatura indicada y transportarlo de manera segura. Uno de estos buques metaneros puede transportar hasta 170,000 metros cúbicos de GNL.
- Plantas regasificadoras en los puertos de destino Muelles de embarque adecuados al calado de los buques y con los sistemas de abastecimiento, entre otros.

Una vez descritas las características técnico-económicas de la industria de GN, es necesario analizar el desarrollo de esta industria a nivel internacional. En particular, su evolución en diferentes países, con el fin de obtener experiencias provechosas. Cada país ha empleado diferentes mecanismos con el objetivo de promover esta industria y con resultados diferentes. Uno de los más importantes se relaciona con la determinación de los precios.

El proceso de transporte con GNL comprende tres etapas desde la toma de gas natural hasta el mercado consumidor, tal como se muestra en la Figura 16; Planta de Licuefacción, donde se contempla filtrado, secado y enfriamiento; Sistema de Transporte, que es hecho por medio de tanques criogénicos; Planta de Re-gasificación, donde se vuelve convertir el líquido en gas.

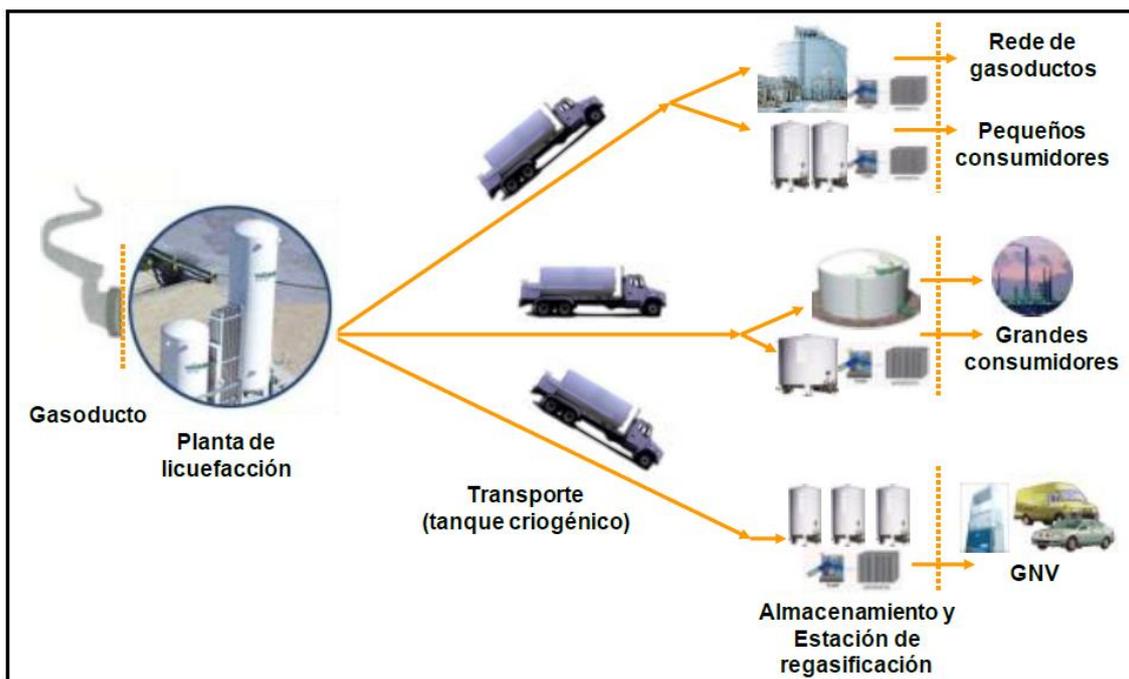


Figura N° 16 Gasoducto Virtual con GNL

Fuente: NEOGAS

Las tecnologías para producir GNL se dividen en dos grupos: de grande escala y de pequeña escala. Las de grande escala producen por encima de medio millón de toneladas por año del GNL. Una de las tecnologías existente consiste en la tecnología de cascada de enfriamiento por la acción de disolventes (propano, etileno y metano) para niveles cada vez más fríos.

En las plantas de pequeña escala, existen diversas alternativas, entre ellas la Tecnología de Cryofuel, que se basa en el enfriamiento producido por un único disolvente en lugar de ser una cascada de disolventes como en las plantas grandes. Además de esta, dos líneas tecnológicas nuevas viene surgiendo: el enfriamiento por efecto Joule- Thomson y la tecnología Tasher (*ThermoAcoustic Stirling Heat Engine and Refrigeration*). El principio Joule-Thomson consiste, fundamentalmente, en sistemas de intercambiadores de calor, expansión y separación líquido-gas. La tecnología Tasher se encuentra en desarrollo en los EUA, consistiendo en la compresión/expansión a través de ondas sonoras de alta frecuencia aplicadas al gas.

Aunque, una de las desventajas de la tecnología del GNL consiste en la alta inversión, la mayor parte del capital total es direccionada para la construcción

de la planta de licuefacción, pero los avances tecnológicos, de los últimos años, han llevado a la disminución de las inversiones y del costo de operación de las plantas.

La logística de abastecimiento es similar a la de diesel o gasolina, consistiendo en el recibimiento del combustible por camiones-tanque proveídos de sistema de refrigeración. Los componentes son más complejos, pues el GNL debe ser mantenido a bajas temperaturas. La transferencia de GNL entre containers es realizada por una bomba centrífuga, pudiendo ser sumergida o separada entre las terminales. El proceso de re-gasificación consiste en llevar el gas natural nuevamente a su estado gaseoso y se efectúa en los vaporizadores. Además, se da al gas la presión con la que ingresará para la red de distribución por los gasoductos.

b. PLANTA DE SATELITE DE REGASIFICACION:

La función de una planta de regasificación de gas natural licuado es almacenar, convertir el Gas Natural Licuado a Gas Natural a condiciones de uso y suministrarlo a los usuarios o puntos de consumo a la presión requerida.

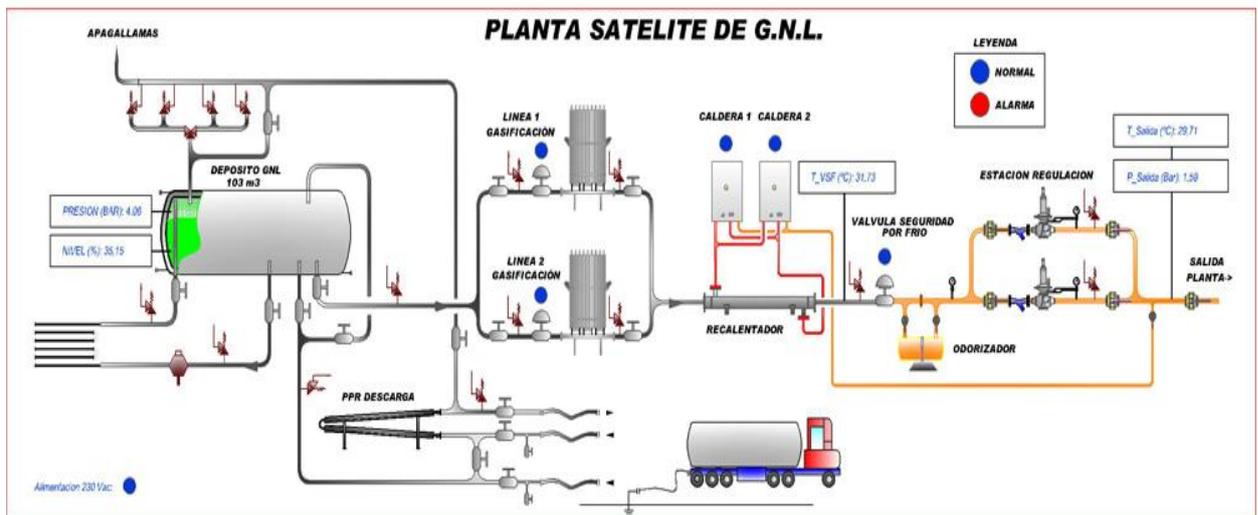


Figura N° 17 Esquema de una Planta Satélite de Regasificación

Fuente: NOVA GAS CRIOGENIA

Dentro de las operaciones que incluye tenemos las siguientes:

- **ESTACIÓN DE DESCARGA:** Se puede realizar por medio de diferencia de presión, haciendo pasar el GNL por el regasificador y devolviendo el GN al interior de la cisterna. También se puede hacer a través de una bomba criogénica incorporada en la cisterna.
- **ALMACENAMIENTO:** El GNL descargado de la cisterna se almacena en el depósito, luego el GNL sale a consumo pasando por la regasificación. Los depósitos se caracterizan por ser equipos a presión. Están conformados por depósitos de doble cuerpo, en el interior de acero inoxidable por el exterior acero al carbono. El aislamiento de las paredes puede ser con perlita o vacío. Así mismo debe contener: válvulas de seguridad, indicador y transmisor de nivel y presión. Debe tener instalaciones de venteo y presurización



Figura N° 18 Deposito de Almacenamiento de GNL

Fuente: NOVA GAS (Argentina)

- **REGASIFICACIÓN:** La instalación de regasificación es imprescindible para el correcto funcionamiento de la planta satélite. Existen dos procedimientos:
SISTEMAS DE REGASIFICACION ATMOSFERICA (Intercambiador de calor GNL-Aire): Los sistemas de vaporización tienen como función ceder energía térmica al GNL para provocar su cambio en su estado, de

líquido a gaseoso y a continuación calentarlo hasta temperatura ambiente .A las presiones que trabajan las plantas satélite, aproximadamente entre 3 bar y 5 bar, la regasificación tiene lugar aproximadamente entre -140°C y -135°C . El calor medio a ceder para regasificar un kg de GNL en estas condiciones es a efectos prácticos de 120 kcal/Nm^3 . Este calor puede aportarse: Mediante un intercambiador de calor con el aire atmosférico o mediante un intercambiador utilizando algún medio calefactor (vapor, energía eléctrica, etc.) y en la práctica casi siempre agua caliente.

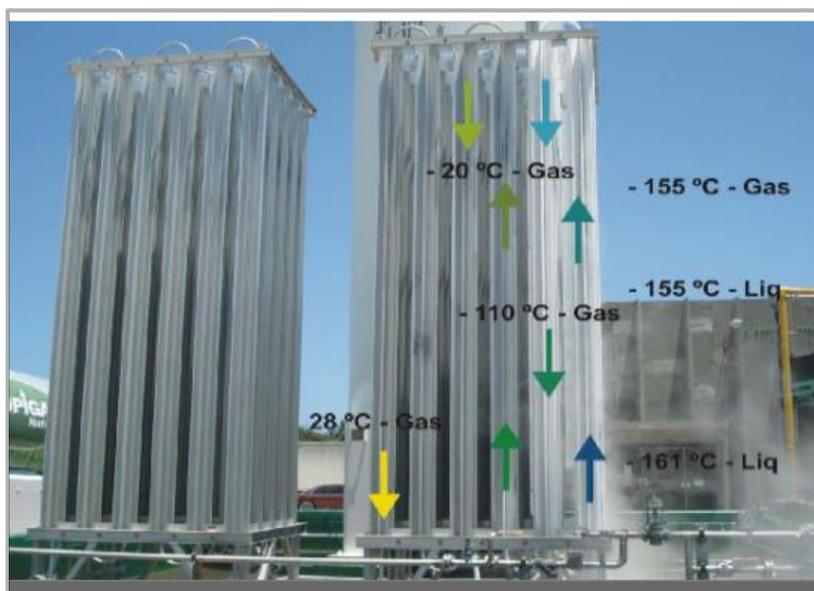


Figura N° 19 Vaporizadores de GNL

Fuente: II Congreso Internacional de Gas Natural (2013)

VAPORIZACIÓN FORZADA (Intercambiador de Calor GNL-Agua Caliente) :Son intercambiadores clásicos compactos, con circulación de GNL por el haz tubular y agua caliente circulando por la envolvente. La regulación de temperatura en cualquier de los casos es simple y se realiza mediante sondas de control a la salida de gas de los vaporizadores y del agua caliente de retorno. El agua caliente la obtendremos por medio del empleo de calderas en paralelo y trabajando en cascada, con alguna de ellas en reserva y con colectores comunes de impulsión y retorno. Para caudales elevados y constantes se recomiendan que deban emplearse regasificadores de agua caliente.

En cualquier caso, se pueden instalar en paralelo y en combinación con regasificadores atmosféricos, pudiendo ser utilizados en épocas de bajos consumos, como por ejemplo en verano.

- **RECALENTAMIENTO:** La finalidad de incrementar su temperatura y adaptarla a condiciones de combustión, el gas saldrá de los vaporizadores atmosféricos entre 5 a 10° C menos que la temperatura ambiente, por lo que se instalará un sistema de recalentamiento del gas. El aporte de calor para el recalentamiento se realiza por métodos: Eléctrico, Agua Caliente o Vapor Saturado



Figura N° 20 Recalentadores de GNL

Fuente: Nova Gas (Argentina)

- c. **CARACTERISTICAS TECNOLOGICAS DEL TRANSPORTE:** Estas unidades de transporte cuentan con aislamiento entre dos cilindros concéntricos que lo conforman, para disminuir en lo posible la transferencia de calor del medio ambiente hacia el interior de los contenedores de GNL.

Dentro de los sistemas de transporte según el aislamiento tenemos:

- A través de capas aislantes de poliuretano inyectado colocado entre los dos depósitos concéntricos que conforman el contenedor de GNL.
- Otro sistema utilizado para aislar al GNL es el vacío lo cual no es muy común pues siempre se trata de mejorar su efecto combinándolo con otro aislante.
- También existen otros medios de transporte de GNL que utilizan un aislante mixto es decir perlita + lana mineral.
- Otra forma de incrementar el aislamiento de una cisterna criogénica es utilizando la combinación vacío, perlita y lana mineral criogénica los mismos que actuando de manera combinada se les conoce como super

insulación. Dichas unidades cuentan con un depósito interior de acero inoxidable, mientras que el exterior puede ser el acero al carbono.

- También existen las llamadas plantas móviles, las cuales cuentan con su propia unidad de regasificación móvil.



Figura N° 21 Transporte de GNL con cisterna aislada al vacío

Fuente: GNL Quinteros

2.3.4 GASODUCTOS FISICOS:

Una de las actividades de la industria del GN es el transporte, que permite que la cadena productiva se complete, es decir, que llegue de los pozos de extracción hasta los consumidores finales. El transporte es una facilidad esencial que tradicionalmente ha sido realizada por medio de gasoductos. No obstante, han surgido modalidades alternativas cuando no se pueden construir ductos entre el punto de origen y el de destino.

Es la forma más conocida y usada de transportar el GN a gran escala. Los gasoductos pueden unir distancias de hasta 3,000 km, aproximadamente, y suelen tener una red de ductos (tuberías por donde pasa el GN) que se conecta al ducto principal para abastecer a las poblaciones cercanas a su trayectoria. Por ejemplo, en 2012 Estados Unidos fue el principal importador de GN mediante gasoducto con 12% (3 TCF) del total importado. En Europa, Alemania fue el principal importador de GN con 12% (3.1 TCF) del total importado a nivel mundial. Por otro lado, Rusia es el principal exportador de

GN por ductos, exportando aproximadamente la tercera parte del total mundial, 6.6 TCF (26%).

2.4 ASPECTOS DE LA COMERCIALIZACION DEL GAS NATURAL:

2.4.1 SEGMENTO DE PRECIOS DEL MERCADO DE GAS NATURAL:

El precio del gas natural proveniente de Camisea se define en base a tres componentes de manera análoga a las Tarifas de Energía Eléctrica:

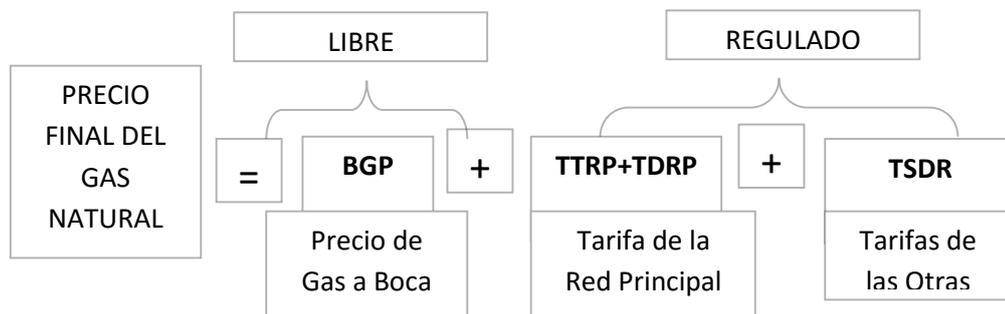


Figura N° 22 Componente de Precios de Tarifa de Gas natural hasta Lima

Fuente: GNL Quinteros

a. PRECIO BOCA DE POZO:

El precio del gas natural en boca de pozo, cuyos precios máximos se han definido en el contrato de licencia de explotación. El precio del gas natural en “boca de pozo” es libre, pero el contrato BOOT de explotación de gas natural del Proyecto Camisea estableció como tope máximo US\$ 1,8 por MMBTU. Este precio máximo se modifica una vez al año mediante un factor de ajuste que también está establecido en el contrato y sus adendas. Los precios del gas natural en “boca de pozo” para las diferentes categorías de consumidores se muestran en el Cuadro N°3. Los precios vigentes para las categorías A y D-GNV son diferenciados en virtud a los alcances de la adenda por la quinta modificación del Contrato de Licencia, mediante la cual se cambió la fórmula de actualización del precio y se establecieron condiciones especiales para las categorías A y D-GNV.

Cuadro N° 3 Precio de Gas Natural a Boca de Pozo

Tipo de usuario	Contrato (*)	Precio Final US\$/MMBTU
Generador eléctrico	1.000	1.830
GNV	1.800	3.180
Otros	1.800	3.180

Nota: Precios incluyen el factor de ajuste.

Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88 Cláusula Octava numeral 8.4.4.1. Literal a).

Precio vigente desde setiembre de 2013 a la fecha, con Factores de Actualización definido en el Contrato y sus adendas

Fuente: OSINERGMIN

La tarifa aplicable en moneda nacional para la facturación en boca de Pozo es la siguiente:

$$FBP = \text{Precio Final} \left(\frac{\text{U\$}}{\text{MMBTU}} \right) * \text{Consumo de Gas Natural} \left(\frac{\text{MMBTU}}{\text{mes}} \right) \dots \dots \dots (9)$$

b. TARIFA DE TRANSPORTE:

Las Tarifas de la Red Principal vigentes para el periodo 2013-2015 se muestran a continuación.

Cuadro N° 4 Tarifas de la Red Principal de Transporte

Tipo de Usuario	Tarifa Aplicable [US\$/mil m3]	
	Otros	Generadores
Tarifa Base	31.4384	31.4384
Facto de actualización -FA (marzo 2013)	1.2296	1.2296
Tarifa Base Actualizada	38.6579	38.6579
FDA	0.94151	0.94151

Fuente: OSINERGMIN

La tarifa aplicable en moneda nacional, considerando el factor de descuento producto del adelanto en el pago de la Garantía por Red Principal (GRP) y las actualizaciones respectivas es:

$$FTRP = \text{Tarifa Aplicable} * \text{Consumo}/1000 \dots \dots \dots (10)$$

c. TARIFA DE DESTRIUBUCION:

Están constituidas por las construcciones adicionales que se requieran para brindar el servicio a los usuarios industriales, comerciales y residenciales. En este rubro se encuentran las obras del plan de crecimiento comprometido, que obliga al concesionario de distribución a una construcción que permita la atención a 70,000 clientes en el sexto año de operación. La cual establece categorías de consumidores, y para cada una de ellas fija una tarifa compuesta por el margen de distribución (MD), que es un componente variable, y por el margen comercial (MC), que es un componente fijo.

CATEGORIAS TARIFARIAS: Según la Resolución N° 262-2009-OS/Cd se han establecido las siguientes categorías tarifarias:

Cuadro N° 5 Categorías Tarifarias

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo (m³/mes)
A	Hasta 300
B	Desde 301 a 17500
C	Desde 17501 a 300000
D	Desde 300000 a 900000
GNV	Estaciones de servicio y/o gasocentros de GNV independiente de la magnitud del consumo
E1	Consumidor Inicial No Generador Eléctrico
E2	Consumidor Independiente con un consumo mayor de 900000 del tipo consumidor no inicial
GE1(*)	Para generadores eléctricos del tipo consumidor inicial ,independiente de la magnitud del consumo mensual
GE2	Para generadores eléctricos del tipo no consumidor inicial independiente de la magnitud del consumo mensual

(*)=El contrato BOOT de concesión de distribución de gas natural por red de ductos en Lima y Callao define al consumidor inicial como "Consumidor que participa en el proceso de promoción del desarrollo de la Industria del Gas Natural y suscribe contratos de suministro de Gas y contratos de servicio de transporte de gas por la Red Principal.

Fuente: OSINERGMIN

TARIFAS DE DISTRIBUCION DE OTRAS REDES: Las tarifas de distribución de gas natural en Lima y Callao (Otras Redes) se muestran en el Cuadro N° 6, que comprenden los cargos aprobados por la Resolución OSINERG N° 610-2008-OS/CD (valido para el periodo 2002-2016) y aquellos que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2007- OS/CD, se incorporaron en el margen de comercialización aplicables a la categoría A.

Categoría Tarifaria	Rango de consumo	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
	Sm3/Ciente-mes	\$/mes	\$/ (Sm3/d)-mes	\$/ (Sm3/d)-mes	\$/Mil Sm3
A	0-300	3.0757			367.536
B	301-17 500	120.5688			158.0928
C	17 501-300 000		0.7262		97.7161
D	300 000-900 000		0.5626		75.7246
GNV	Estaciones GNV		0.6247		84.0598
E-Otros	Más de 900 000		0.1781	0.7286	37.2472
F-GGEE-Otros	GGEE		0.1802	0.7373	43.7985

Cuadro N° 6 Tarifas de Distribución otras Redes

Fuente: OSINERGMIN

Se presenta la siguiente metodología para el cálculo de las Tarifas C,D,y GNV.

$$FSRD = ((MCF * VMD) + (MDV * V_s)) * TC \dots \dots (11)$$

Donde:

FSD: Facturación del Servicio de Distribución.

MCF: Margen de Comercialización Fijo. (Ver Cuadro N° 6)

MDV: Margen de Distribución Variable. (Ver Cuadro N° 6)

V_s: Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (m³), corregido a condiciones estándar depresión y temperatura (15° C y 101,325 KPa).

VMD: Valor Mínimo Diario de venta expresado en (m³/día) determinado como el mayor valor entre:

El 50% de la capacidad reservada como Derecho de Conexión.

El mínimo de la categoría asignada (expresada en m³/día tomando un día equivalente anual igual a 30,41);

La suma de los Vs en los últimos seis meses (incluido el facturado), dividido entre el número de días del periodo (6meses).

TC: Es el tipo de cambio para las redes de distribución de gas natural.

2.4.2 TIPOS DE CONTRATOS:

a. TAKE OR PAY:

Los contratos "take or pay", es un modelo de Contrato de compra y venta de un determinado producto en que el comprador queda obligado a pagar por la encomienda que hace, consumiendo o no el producto, es decir, en el caso de que no consuma el producto en la fecha prevista, el contrato exige que se efectúe el pago, independientemente de haber existido consumo. Cláusula de un contrato de compraventa o de suministro de gas natural mediante la cual el comprador se compromete a pagar por un volumen de gas natural contratado, independientemente de que este sea consumido o no. La disposición del volumen de gas natural contratado es un derecho del comprador y el vendedor garantiza su entrega.

b. DELIVERY OR PAY:

Delivery or Pay está enfocado a obligar al productor a entregar la producción comprometida y eventualmente a pagar el monto necesario en caso de no entregar dicho volumen al monto necesario se entiende que es el monto suficiente para que el comprador tenga el gas de otra fuente estas cláusulas son usuales en suministros de todo tipo de insumos. Es la contraparte de la cláusula "Take or Pay", es el compromiso del vendedor de entregar el volumen de gas natural contratado o pagar el valor del mismo así como los daños y perjuicios ocasionados por no haber entregado el gas natural.

c. CARRY FORWARD:

La Clausula Carry Forward permite que el cliente pueda acumular los volúmenes que consume por encima del Take or Pay, para utilizarlo cuando su

demanda sea menor que el TOP y de esta forma no ser penalizado pagando por consumos no realizados. La cláusula de Carry Forward, combinada con la de Make Up, posibilita reducir la penalización derivada de la cláusula Take or Pay de forma tal que los clientes tiendan a pagar únicamente el gas natural que consumen.

d. MAKE UP :

La cláusula Make Up permite recuperar el pago efectuado por el gas natural no consumido como consecuencia de la cláusula Take or Pay (TOP). Es decir, si se consumen 50 unidades y se paga por 80 porque tienen un TOP DE 80, se paga 30 unidades de mas que no consumen efectivamente; en virtud al "Make Up", se crea una cuenta pendiente a recuperar por 30 unidades.

- e. **CONTRATO DE OPCIÓN de Compra de Gas:** Contrato bilateral, escrito y a término, en el cual el comprador paga: una prima acordada libremente, por el derecho a tomar hasta una cantidad en firme de gas; y un precio de ejercicio acordado libremente entre las partes por las cantidades de gas nominadas y aceptadas. La prima es un valor predeterminado que se pagará en los términos acordados entre las partes (anual, semestral, trimestral o mensualmente). El vendedor debe garantizar la entrega de gas hasta por el 100% de la cantidad contratada.

2.5 SISTEMAS INDUSTRIALES DE GAS NATURAL.

2.5.1 DETALLES:

El Punto de Acometida establece el límite entre las redes externas e internas donde se produce la transferencia de propiedad y responsabilidad de manejo del gas suministrado.

2.5.2 INSTALACION INDUSTRIAL:

Se tienen los siguientes componentes:

- a. Estación de regulación depresión y medición primaria ; La Estación de Regulación y Medición Primaria (ERMP) tiene la finalidad de reducir la presión de la red secundaria de distribución a la presión de uso en la red interna de

Gas Natural de la planta, adicionalmente de medir el caudal de Gas Natural que pasa a través del medidor montado en dicha ERMP (medidor fiscal), con el cual se facturara al cliente consumidor de Gas Natural

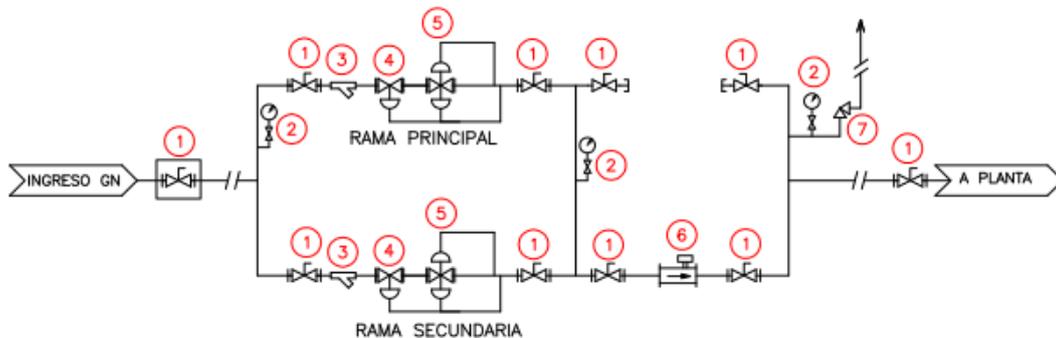


Figura N° 23 ERM de Gas Natural

Fuente: Combustión Industrial(Castillo Neyra)

Válvula de bloqueo manual (1)

Manómetro con válvula de cierre (2)

Filtro de gas (3)

Válvula de bloqueo por alta presión (4)

Regulador con válvula de seguridad incorporado (5)

Medidor de Flujo (6)

Válvula de alivio (7)

Válvulas de cierre o bloqueo manual:

Las válvulas son siempre elementos imprescindibles de toda instalación, ya que afectan a la manutención, entretenimiento y reparación de eventuales averías.

Su misión es la de aislamiento de los aparatos o de la regulación manual. Las cualidades que se exigen a las válvulas son:

- Cierre hermético (interno y externo).
- Apertura o cierre suave y, en algunos casos, rápida (un cuarto de vuelta).
- Mantenimiento mínimo.

- Resistencia al desgaste mecánico y químico.
- Resistencia a la presión de servicio.

Todas las válvulas de las estaciones receptoras deben ser de acero, admitiéndose tan sólo válvulas de fundición, en determinadas condiciones, en la zona de baja presión. Sus diámetros deben corresponder a los de las tuberías o aparatos a las que van unidas, y sus presiones nominales de servicio deben corresponder a las de trabajo máximo.

Sistema de Filtrado

Este sistema tiene por finalidad filtrar y separar las impurezas líquidas y sólidas iguales o mayores a 80 micrones, inmersas en la corriente del gas natural. Los filtros (1 por ramal) tienen una capacidad para el 100% del caudal de toda la estación y se colocan aguas arriba de la regulación. Existen dos tipos de filtros que se suelen usar: Los filtros secos y los filtros húmedos o de tipo cartucho.

Los filtros secos están contruidos por mallas microcelulares, y los filtros húmedos está constituido por un elemento coalescente, el cual presenta un efecto de filtración en tres fases: las partículas gruesas quedan retenidas en el pre-filtro, el aceite, agua y el resto de las partículas se dirigen al medio filtrante principal, el cual proporciona las dos etapas siguientes de filtración.

Sistema de Regulación

El sistema de regulación esta constituido por dos ramas de regulación, cada una de las cuales posee una válvula integrada que realiza las funciones de regulador, monitor y "shut-off", y una válvula de alivio.

Estas válvulas integradas poseen tres niveles de seguridad: en operación normal el que regula la presión es el regulador activo, en caso de falla del mismo, el que realiza la regulación es el monitor y en caso de fallar este ultimo y elevarse excesivamente la presión, actuara la válvula "shut-off", bloqueando el ramal. Cada ramal esta calculada para soportar el 100% del caudal de diseño de las estación, y en operación normal una rama de regulación es la que opera activamente mientras que la otra esta en stand by, en caso de bloqueo de una rama, la que está en stand-by va a ser el que tome el control de la presión (con los mismos tres niveles de seguridad que el primer ramal), permitiendo a continuidad del suministro.

Sistema de Medición

El Sistema de Medición está constituido por las válvulas de entrada/salida y por el tramo de medición, el cual contendrá un medidor de tipo rotativo, turbina o ultrasónico según la capacidad, transmisores de presión y de temperatura.

Asimismo el sistema de medición contara con un corrector electrónico de flujo, el cual permitirá recoger la información del medidor y de los transmisores de presión y temperatura y expresar la cantidad de gas que a pasado en m³ estándar (Sm³), es decir como si todo el gas que se ha consumido hubiera pasado por el medidor a una presión de 1 bar y a 15°C. Los medidores por lo general tienen una clasificación G, mediante el cual se especifica el Caudal máximo y mínimo respectivo a la presión de 1 barg. El caudal máximo real del medidor a condiciones de operación se determina según la siguiente relación:

$$Q'_{max} = Q_{max} * (1 + P_r) \dots \dots \dots (12)$$

$$G = \frac{Q'_{max}}{1.6 * (1 + P_r)} \dots \dots \dots (13)$$

Dónde:

Q'_{max} = Caudal máximo a condiciones de operación (m³ / h)

Q_{max} = Caudal máximo a 1 barg. (m³ / h)

P_r = Presión regulada (barg)

G = Valor estándar comercial. La siguiente tabla muestra los valores comerciales de G

b. Estación de regulación de presión y medición secundaria:

Cuando la presión de utilización difiere de la presión regulada, es necesaria la instalación de una Estación Reguladora de Presión Secundaria o Subestaciones. Estas Subestaciones deben contar con los siguientes elementos: válvulas manuales de cierre, filtro, regulador de presión, manómetros con sus respectivas válvulas de bloqueo, válvula de purga, válvulas de seguridad tipo "shut off" o de alivio y opcionalmente podrá contar con medidores de flujo, el cual debe ser instalado aguas abajo del regulador y

de preferencia debe ser instalado con un sistema “by pass” de válvulas. Las subestaciones deben estar ubicadas en lugares accesibles y estar adecuadamente protegidas.

2.5.3 RECONVERSION DE EQUIPOS:

a. GENERALIDADES:

Los calderos pirotubulares son los equipos más utilizados en la industria y constituyen un objetivo de sustitución total, cuando se incorpora el gas natural, a precios accesibles, como alternativa de suministro energético.

La disponibilidad de gas natural representa para los calderos pirotubulares la oportunidad de una conversión que constituya un proyecto de alta rentabilidad, si se concibe, plantea y ejecuta en la forma técnicamente correcta.

El menor precio relativo del gas natural, justificado por su imposibilidad de almacenamiento y no por ser un combustible de menor calidad, constituye un argumento para justificar la inversión en nuevos quemadores y sistemas de control complicado y costoso, pero ello resulta difícilmente compatible con la facilidad de manejo y combustión del gas natural. El gas natural simplifica la operación de calderos pirotubulares, debiendo quitar equipos en vez de ponerlos, y disminuir costos operativos en lugar de incrementarlos.

b. CRITERIOS:

La decisión fundamental de la conversión es la selección del quemador y generalmente en este campo se comete un grave error, con consecuencias técnicas, económicas y ecológicas, al instalar un quemador dual o mixto, por las siguientes razones:

- El suministro de gas natural transportado por gasoductos y distribuido por tuberías a grandes centros de consumo, se proyecta a largo plazo y no se interrumpe de inmediato.
- De producirse una condición de emergencia que interrumpa el suministro de gas natural, se dispondrá de tiempo suficiente para instalar el quemador anterior o disponer de un back up de aire propanado.

- Generalmente se dan casos de quemadores duales instalados que nunca llegan a utilizar la opción de quemar combustibles líquidos, al solucionarse las emergencias antes de que baje la presión en las líneas de suministro.
- Los quemadores duales son de gran tamaño y complicado diseño, por tener que disponer de condiciones para quemar dos combustibles muy diferentes en cuanto a su combustión. El costo de un quemador dual triplica el que representa uno exclusivo para gas natural. Operando el quemador dual con gas natural se pierde un 5% de capacidad de producción y disminuye unos 2 o 3 puntos la eficiencia, debido a que aumenta el volumen de los gases y se reduce la emisividad de llama, disminuyendo en algo la transferencia de calor por radiación.

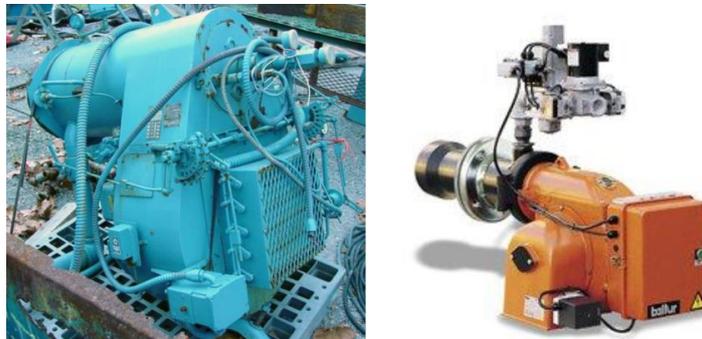


Figura N° 24 Comparativo entre quemadores Dual y Gas Natural

Fuente: Combustión Industrial (Castillo Neyra)

c. SUMINISTRO DE GAS NATURAL AL QUEMADOR:

En la mayoría de plantas industriales se recibirá en el punto de acometida a 60 psi (4 bar), debiendo recepcionarse, regularse y contabilizarse en forma segura y adecuada en la Estación de Recepción, a partir de la cual se distribuirá a cada punto individual de consumo a la presión que corresponda.

En el suministro individual a cada caldero siempre encontraremos los mismos elementos, para proporcionar el gas al quemador en las condiciones establecidas en normas y que cumplen los requerimientos del propio diseño y la concepción operativa del quemador:

Válvula de cierre manual

Regulador de presión

Dispositivos de seguridad (presión máxima y mínima)

Válvulas de flujo principal y de encendido (piloto / solenoide)

Válvula de mariposa o leva modulada



Figura N° 25 Tren de válvulas frente a un quemador de Gas natural

Fuente: Combustión Industrial (Castillo Neyra)

d. Suministro de aire al quemador

El ventilador que suministra el aire para la combustión en los calderos pirotubulares también proporciona el impulso que permite empujar los gases de combustión a través del caldero (tiro forzado).

Al quemar combustibles líquidos, los cuales deben ser previamente atomizados en gotas y deben vaporizarse, craqueándose en fase líquida para formar coque ($20 - 30 \mu$) o en fase vapor para formar hollín ($400 - 500 A^\circ$), se requiere una gran turbulencia y mezcla para conseguir combustión completa.

Para favorecer las condiciones de mezcla y formar la llama adecuada a la geometría del hogar, se instala un difusor que convierte la energía cinética del ventilador en impulso rotacional, disponiendo de la potencia y calor requeridos para completar la combustión. El gas natural resulta difícil de encender pero fácil de quemar,; con estas condiciones la combustión se completará muy rápido formando una llama muy corta, pero poco emisiva.

En quemadores duales, como el que se muestra en la Figura N° 22, se puede apreciar que el aire axial ingresa por la parte central rodeando al atomizador de petróleo residual, mientras que el ingreso de gas natural se produce desde la parte externa. Al operar con gas natural el aire axial se alejará del flujo

transversal exterior de gas, resultando el difusor inadecuado para operar con gas. Los fabricantes de quemadores han diseñado sistemas que permiten desplazar longitudinalmente el tubo de ingreso de aire para adecuarlo para uno u otro combustible, lo que explica el tamaño y complejidad de los quemadores duales.



Figura N° 26 Quemador con difusor para Combustible Liquido
Fuente: Combustión Industrial (Castillo Neyra)

e. Emisividad de llama

La menor emisividad de llama de gas natural representa su única desventaja respecto a combustibles líquidos y sólidos, pero en el caso de calderos pirotubulares se compensa con la menor necesidad de exceso de aire para completar la combustión, recordando que la transferencia de calor por radiación resulta proporcional a la emisividad a la potencia unitaria, y proporcional a la temperatura de llama a la cuarta potencia.

f. Zona Convectiva

En los calderos pirotubulares alrededor del 85 % del calor se transfiere por convección, por lo que el gas natural representa el combustible ideal, por las siguientes razones:

- La limpieza de los gases de combustión permite mantener en forma permanente las condiciones de transferencia de calor a través de los tubos.

- La menor caída de presión en difusores para gas natural permite disponer de mayor impulso en los tubos, lo que podría permitir acondicionar turbuladores que incrementen el coeficiente de transferencia de calor por convección. (En la forma propuesta, los calderos ganaran un 5 –10 % de capacidad en vez de perderla, mejorando además sus niveles de eficiencia)

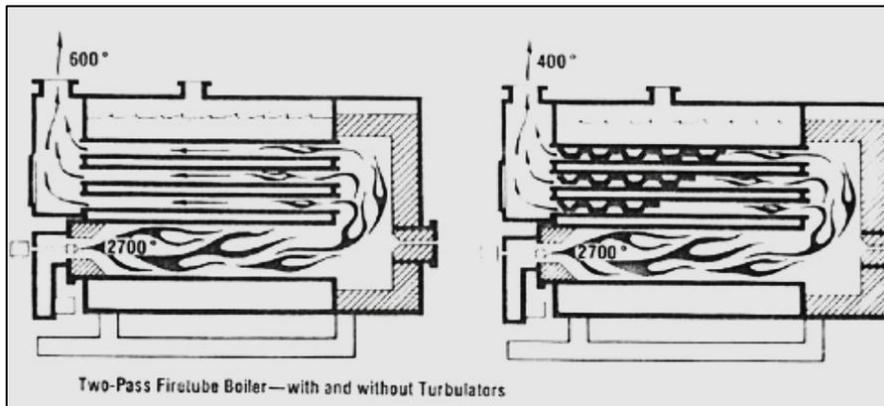


Figura N° 27 Instalación de turbuladores
Fuente: Combustión Industrial (Castillo Neyra)

g. Recuperación de Calor

Los calderos pirotubulares normalmente disponen de tiro forzado que impulsa los gases circulantes hasta la base de la chimenea, apoyándose con el tiro natural de la misma para asegurar la correcta evacuación de gases a la atmósfera.

La limpieza de los gases del gas natural y la notable disminución del punto de rocío ácido permite considerar la ubicación de un sistema de recuperación de calor, aprovechando el calor residual en los gases para precalentar el agua del caldero.

Tomando en cuenta que por cada 20°C de disminución de temperatura en los gases se incrementa un 1% la eficiencia del caldero, se podría conseguir un 34% de mejora en la eficiencia mediante la instalación de un economizador de características adecuadas de diseño.

Las llamadas, trampas de hollín, que instalan en los calderos para atrapar el hollín, en lugar de optimizar la combustión y eliminarlos, podrán ser utilizados para instalar los economizadores.



Figura N° 28 Trampa usada para economizadores
Fuente: Combustión Industrial (Castillo Neyra)

2.6 CUANTIFICACION DE LOS BONOS DE CARBONO:

Actualmente el precio del Mercado de Carbono es de 8.5 U\$/Ton. de CO₂ (Junio 2015) , el cual ha tenido un drástico descenso desde el año 2009.

Para poder cuantificar las emisiones de dióxido de carbono emitidas en la combustión de Petróleo Residual 500, se tiene en cuenta las siguientes equivalencias tomados del Balance de Energía del Perú (2008):

- 1 Galón de Petróleo R 500 = 3.612 litros.
- 1 litro = 10⁻³ m³

Para el Petróleo Residual 500 se tiene una equivalencia (EP) de 38.7 TJ/m³ y un Factor de Emisiones de Carbono (FEC) de 20.2 tC/TJ.

La relación de Pesos Moleculares entre el dióxido de carbono y el carbono que la conforma:

$$\bar{M}_C = 12 \frac{kg. de C}{kg. mol}$$

$$\bar{M}_{CO_2} = 44 \frac{kg. de CO_2}{kg. mol}$$

Para cuantificar las toneladas de CO₂ dejada de emitir se tiene la siguiente ecuación:

Para las Toneladas de Carbono dejadas de emitir (TCE) :

$$TCE = \dot{M}_p * \frac{FEC}{EP} \left(\frac{tC}{hora} \right) \dots \dots \dots (14)$$

Donde \dot{M}_p =Flujo volumétrico de petróleo residual petróleo dejado de consumir en m³/hora.

Se cuantifican las toneladas de CO₂ dejadas de emitir utilizamos la siguiente ecuación:

$$\text{CO}_2 \text{ dejado de emitir} = \text{TCE} * \frac{\bar{M}_{\text{CO}_2}}{\bar{M}_c} \left(\frac{\text{kg. CO}_2}{\text{hora}} \right) \dots \dots \dots (15)$$

Se cuantifican los Bonos de Carbono (BC) con la siguiente ecuación:

$$\text{BC} = \text{CO}_2 \text{ dejado de emitir} * \text{Precio Bono de Carbono} \left(\frac{\text{U\$}}{\text{t CO}_2} \right) \dots \dots \dots (16)$$

2.7 ANALISIS ECONOMICO :

2.7.1 VALOR ACTUAL NETO:

El Valor Actual Neto (VAN) es un indicador de rentabilidad que representa la diferencia que existe entre el valor actual de los flujos de fondos de la inversión y el capital inicial necesario para realizarla.

Es decir, calcular el VAN sirve para traer los flujos de caja futuros al valor presente, descontados a una tasa de descuento específica, para así poder compararlos con el importe inicial (capital) de la inversión.

Al evaluar el valor del VAN se debe tener en cuenta las siguientes condiciones:

Si VAN > 0: El proyecto es rentable.

Si VAN = 0: El proyecto es postergado.

Si VAN < 0: El proyecto no es rentable.

A la hora de elegir entre dos proyectos, elegiremos aquel que tenga el mayor VAN.

La fórmula para calcular el Valor Actual Neto (VAN):

$$\text{VAN} = \sum_{t=1}^n \frac{\text{FN}}{(1+i)^t} - I \dots \dots \dots (17)$$

Dónde:

- La Inversión Inicial (I):Corresponde al Valor Inicial o Egreso que la empresa hará en el momento de contraer la inversión. En este monto se incluyen el valor de los activos fijos, la inversión y el capital de trabajo.

- Los Flujos de Caja (FN): Corresponde a los flujos de caja futuro en la que la empresa incurre anualmente u en otro periodo de tiempo, y se estima a través de un flujo de caja anual entre los ingresos y egresos.
- La tasa de descuento: Es la tasa de inversión del mercado.
- El valor (n) es el periodo de vida útil del proyecto.

Para la determinación del FN se tiene la siguiente ecuación:

$$FN = I - E \dots \dots \dots (18)$$

Dónde:

I = Ingresos, ahorro o ganancia obtenida en cada periodo de tiempo analizado.

(Para cada año)

E = Egresos por Costos de Operación y Mantenimiento anual.

2.7.2 TASA INTERNA DE RETORNO:

La tasa interna de retorno (TIR), representa la tasa que iguala el valor presente neto a cero. Es un método derivado del Valor Actual Neto. La tasa interna de retorno también es conocida como la tasa de rentabilidad producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio y se expresa en porcentaje.

La evaluación de los proyectos de inversión cuando se hace con base en la Tasa Interna de Retorno, toman como referencia la tasa de descuento. Si la Tasa Interna de Retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo. Por el contrario, si la Tasa Interna de Retorno es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido.

Matemáticamente se evalúa a través de la siguiente ecuación:

$$0 = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FN}{(1+i)^t} \dots \dots \dots (19)$$

CAPITULO III:

MATERIALES Y

METODO

3.1 MATERIALES:

Dentro del Material utilizado se tiene lo siguiente:

3.1.1 SUSTANCIAS:

a. GAS NATURAL COMPRIMIDO:

El gas natural comprimido, más conocido por la sigla GNC, es un combustible para uso vehicular que, por ser económico y ambientalmente más limpio, es considerado una alternativa sustentable para la sustitución de combustibles líquidos. Se utiliza indistintamente los términos gas natural comprimido y gas natural vehicular (GNV). El GNC es esencialmente gas natural almacenado a altas presiones, habitualmente entre 200 y 250 bar y a una temperatura de 15.6 °C, con lo cual se comprime su volumen para transporte en 300 veces. Este gas natural es principalmente metano, que al tener un alto índice de hidrógeno por carbono (4) produce menos dióxido de carbono por unidad de energía entregada, en comparación con otros hidrocarburos más pesados (con más átomos de carbono y una menor relación H/C)

En el siguiente cuadro se muestra un resumen con los valores medios obtenidos a partir de diversas fuentes.

Cuadro N° 7 Propiedades del Gas natural

PROPIEDAD	DETALLE
Componentes	CH ₄ 95 % / C ₂ H ₆ 5%
Temperatura de ebullición a 1 atm.	-161 °C
Peso específico (kg/Nm ³)	0,808
Densidad en fase líquida (kg/l)	0.423
Índice de Octano	130
Densidad en fase gas(kg/m ³)	0.64
Poder Calorífico inferior	42 Mj/kg
Equivalente energético	28 m ³ /1 MMBTU

Fuente: MINEM-Perú

b. GAS NATURAL LICUADO:

El GNL es gas natural que ha sido sometido a un proceso de licuefacción, que consiste en llevarlo a una temperatura aproximada de -161° C y 1 Bar de presión con lo que se consigue reducir su volumen en 600 veces para su transporte. Esto permite transportar una cantidad importante de gas en buques

llamados metaneros. El GNL se halla en estado líquido mientras que el gas seco (que viaja por gasoducto) se encuentra en estado gaseoso.

c. **PETROLEO RESIDUAL 500:**

Es un combustible residual derivado del fraccionamiento del Petróleo, usado en el sector industrial. Cumple con la Norma Técnica Peruana y con el estándar internacional ASTM D-396. Características técnicas

Viscosidad acorde a las especificaciones de los equipos, en lo que respecta a bombas, filtros y características de los quemadores.

Bajo contenido de azufre respecto a la especificación vigente, lo que minimiza los problemas de corrosión en el sistema de combustible.

Mínima cantidad de agua y sedimentos. Es importante controlar esta característica, pues valores elevados favorecen la corrosión y propician la obstrucción de filtros y boquillas de los quemadores (0.02 % en Volumen)

Cuadro N° 8 Propiedades físico químicas del Petróleo R500

PROPIEDAD	VALOR
Aspecto	Líquido viscoso de color negruzco.
Densidad	3.675 kg/galón
Punto de inflamación	65.5 °C
Viscosidad cinemática	1060 cSt
Vanadio	20 ppm
Azufre	3.5 % masa
Proporción en Peso de Componentes	Evaluando tan solo Carbono e Hidrogeno se tiene 13% de H ₂ y 87% de C
Punto de inflamabilidad ,a 9% como límite inferior,	Máximo 35.5
Poder Calorífico Superior	41,659 kj/kg
Poder Calorífico Inferior	41,215 kj/kg

Fuente: PETROPERU

d. **GAS LICUADO DE PETROLEO:**

El Gas Licuado de Petróleo “GLP” se lo define como “Hidrocarburo que, a condición normal de presión y temperatura, se encuentra en estado gaseoso, pero a la temperatura normal y moderadamente alta presión es licuable. Usualmente está compuesto de propano, butano, polipropileno y butileno o

mezcla de los mismos. En determinados porcentajes forman un mezcla explosiva. Se le almacena en estado líquido, en recipientes a presión según lo establecido por e Decreto Supremo N° 032-2002-EM.

Cuadro N° 9 Propiedades del Gas licuado de petróleo

PROPIEDAD	DETALLE
Componentes	C ₃ H ₈ 60 % / C ₄ H ₁₀ 40 %
Presión de almacenamiento(Bar)	7 Bar
Densidad en fase líquida (kg/l)	0.55
Índice de Octano	110
Poder Calorífico inferior	49.51 Mj/kg

Fuente: MINEM-Perú

3.1.2 DETALLES DE LAS INSTALACIONES:

Se tienen las Capacidades de Producción y Potencia en BHP de las Plantas de fuerza de las Empresas ubicadas en la Zona industrial del 27 de Octubre, para el año 2014.

Cuadro N° 10 Capacidad de Planta y Potencia Térmica instalada

N°	DENOMINACION	RAZON SOCIAL	CAPACIDAD(TM/h)	BHP
1	Planta 1	Empresa Pesquera 1313	150	5600
2	Planta 2	Empresa TASA	150	5400
3	Planta 3	Empresa EXALMAR	120	4200
4	Planta 4	Empresa COPEINCA	120	4200
5	Planta 5	Pesquera JADA	90	3900
6	Planta 6	CFG Investment S.A	90	3900
7	Planta 7	Corporación PFG Centinela	90	3500
8	Planta 8	Compañía Pacifico Centro S.A	80	3500
9	Planta 9	Pesquera VLACAR	80	3400
10	Planta 10	Concentrado de Proteínas	30	1800
11	Planta 11	Pesquera OSLO	30	1800
12	Planta 12	Pesquera Don Fernando	20	1500
13	Planta 13	Pesquera Hillary SAC	10	1000
14	Planta 14	Procesadora de Productos Marinos	10	800
15	Planta 15	Protefish	10	800
16	Planta 16	Inversiones Quiaza	5	500

Fuente: Dirección Regional de Producción-Ancash(2014)

3.1.3 ESTADISTICAS DE PRODUCCION:

Cuadro N° 11 Estadísticas de Producción Empresas Industriales ubicadas en la zona industrial del 27 de Octubre de Chimbote (Año 2014)

	CAPACIDAD	RATIO ENERGETICO	PRODUCCION												TOTAL	
			TON/H	TON HAR/GAL 500	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE		NOVIEMBRE
204	PLANTA 1	150	38.7	0.0	5100.0	5800.0	1250.0	1800.0	25.0	0.0	0.0	5860.0	4760.0	4620.0	1450.0	30665.0
214	PLANTA 2	150	39.2	0.0	980.0	5550.0	5890.0	520.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5420.0	5900.0	7800.0	32060.0
173	PLANTA 3	120	38.6	0.0	3200.0	3520.0	4100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	200.0	3600.0	3890.0	2300.0	20810.0
138	PLANTA 4	120	37.8	200.0	3200.0	3520.0	560.0	420.0	210.0	260.0	0.0	0.0	3200.0	2900.0	2100.0	16570.0
219	PLANTA 5	90	39.2	0.0	2500.0	2800.0	3500.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3620.0	4120.0	3200.0	0.0	19740.0
166	PLANTA 6	90	38.9	0.0	2860.0	2900.0	3200.0	0.0	0.0	0.0	230.0	3100.0	2560.0	130.0	0.0	14980.0
130	PLANTA 7	90	38.9	0.0	2100.0	2300.0	1860.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2530.0	2410.0	530.0	0.0	11730.0
128	PLANTA 8	80	38.2	0.0	1860.0	1960.0	2400.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2100.0	1890.0	0.0	10210.0
93	PLANTA 9	80	39.9	800.0	1600.0	980.0	560.0	420.0	320.0	120.0	0.0	0.0	1100.0	950.0	560.0	7410.0
121	PLANTA 10	30	40.1	300.0	560.0	510.0	900.0	230.0	0.0	120.0	180.0	80.0	230.0	320.0	190.0	3620.0
99	PLANTA 11	30	40.6	320.0	660.0	250.0	120.0	140.0	0.0	180.0	210.0	0.0	510.0	360.0	210.0	2960.0
103	PLANTA 12	20	40.8	0.0	820.0	600.0	150.0	0.0	0.0	0.0	0.0	300.0	180.0	0.0	0.0	2050.0
114	PLANTA 13	10	40.3	60.0	210.0	150.0	150.0	0.0	0.0	80.0	90.0	150.0	250.0	0.0	0.0	1140.0
120	PLANTA 14	10	40.5	0.0	150.0	210.0	100.0	250.0	120.0	60.0	0.0	150.0	120.0	0.0	40.0	1200.0
114	PLANTA 15	10	40.4	50.0	125.0	125.0	140.0	60.0	70.0	90.0	170.0	180.0	0.0	40.0	90.0	1140.0
140	PLANTA 16	5	40.9	50.0	40.0	60.0	100.0	80.0	60.0	60.0	60.0	60.0	40.0	50.0	40.0	700.0
	TOTAL	1085	37.1	1780.0	25965.0	31235.0	24980.0	3920.0	805.0	970.0	940.0	16230.0	30600.0	24780.0	14780.0	176985.0

Fuente: Elaboración Propia

3.2 METODOLOGIA:

3.2.1 CRITERIOS DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL A LA ZONA INDUSTRIAL DEL 27 DE OCTUBRE:



Figura N° 29 Alternativas de suministro de GN a Chimbote

Fuente: Instituto Geofísico del Perú

3.2.2 SECUENCIA METODOLOGICA:

Se tiene la siguiente metodología de cálculo.

a. CUANTIFICACION DEL POTENCIAL DE ENERGIA TERMICA: Se tiene la siguiente secuencia:

- Se realiza una cuantificación de la energía térmica necesaria en los generadores de vapor, teniendo en cuenta un máximo rendimiento de 85% y un rendimiento mínimo de 82%.
- Se determina el total de Potencia calorífica suministrada por el combustible, en este caso mediante la combustión del Petróleo R500.
- Se determina el potencial de energía térmica equivalente proporcionada por el gas natural entre los rangos de eficiencia considerado.
- Se realiza la estimación de la demanda de gas natural para la muestra de estudio.

b. DETERMINACION DE LAS CONDICIONES DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL:

- Se determinan los precios unitarios de la cadena de precios de los componentes de la tarifa de gas natural en función a la siguientes alternativas de suministro:

ALTERNATIVA 1

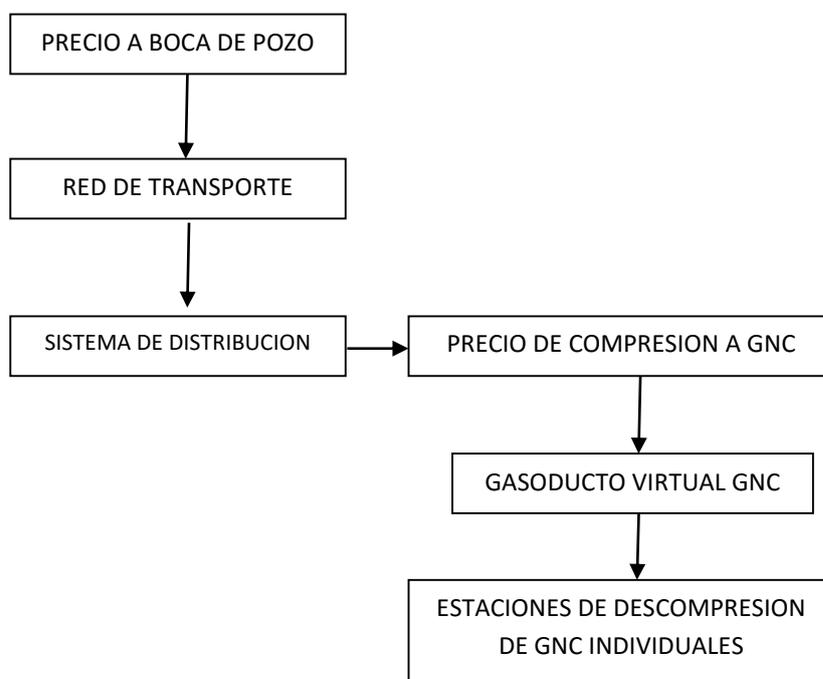


Figura N° 30 Alternativas de suministro de GNC a Chimbote

Fuente: Elaboración propia

ALTERNATIVA 2

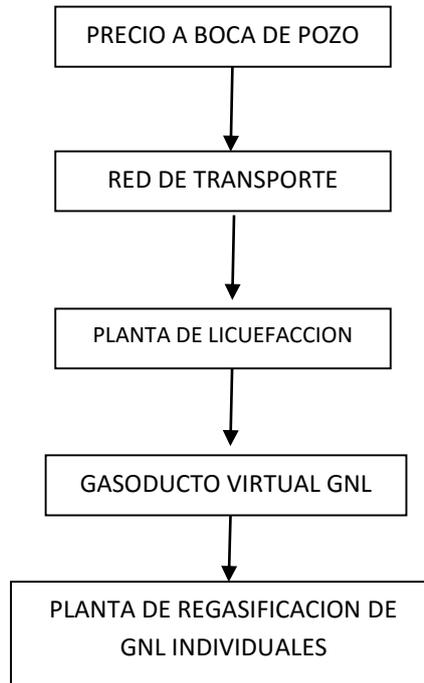


Figura N° 31 Alternativas de suministro de GNL a Chimbote

Fuente: Elaboración propia

- c. EFECTOS AL MEDIO AMBIENTE:
- Estimación de las emisiones de dióxido de carbono dejadas de emitir.
 - Cuantificación de los Bonos de carbono.
- d. EVALUACION DE LA RENTABILIDAD.
- Estimación de los costos de Instalación.
 - Benchmarking entre las Alternativas de suministro
 - Determinación del Valor Actual neto.
 - Determinación de la Tasa Interna de retorno.

**CAPITULO IV:
CALCULOS
Y
DISCUSIÓN DE
RESULTADOS**

4.1 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL TÉRMICO:

4.1.1 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA TÉRMICA EN LA MUESTRA DE ESTUDIO:

a) **CASO EJEMPLO: Se tiene la Empresa N° 15 de 10 Ton/h.**

Se tiene la siguiente información de operación de los Calderos Piro tubulares:

Cuadro N° 12 Información Operativa de Calderos

	CALDERO 1	CALDERO 2
Potencia (BHP)	400	400
Marca	DISTRAL	DISTRAL
Presión de Diseño (Bar)	10	10
Presión de Operación (Bar)	6	6
Eficiencia de Diseño(%)	85	85
Eficiencia Real (%)	84	84
Temperatura del Agua de alimentación(°C)	90	90
Combustible	Petróleo R500	Petróleo R500
Flujo real de combustible(gal/h)	92	85
Exceso de aire(%)	35	35

Fuente: Departamento de Producción

El exceso de aire fue medido con un analizador de gases IMR 1400.

- Determinación del flujo de vapor real generado.

Teniendo en cuenta los siguientes valores:

Eficiencia: 84 %

Presión de operación: 6 Bar

h_g = Entalpia en el estado de vapor saturado a la presión de 6 Bar, según tablas de vapor es 659.2 kcal/kg

h_i = Entalpia a condiciones de ingreso del agua en el generador de vapor piro tubular, a presión de 15 Bar y a temperatura de 90°C, según tablas de vapor es 90.43 kcal/kg.

Flujo real de combustible Petróleo R500= 92 galones/hora= 338.1 kg/h (La densidad del Petróleo R500 es 3.675 kg/galón)

Teniendo en cuenta la ecuación N° 2:

$$84 = \frac{\dot{m}_v * (659.2 - 90.43)}{338.1 * 9,860} * 100$$

$$\dot{m}_v = 4,807.5 \frac{kg}{h} = 4.8 \text{ Ton/h.}$$

- Determinación del volumen de gases de la combustión formados en la cámara de combustión del caldero.

Exceso de aire = 35 %

La Relación aire/combustible real será igual a :

Relación aire/combustible real = 14.7 * 1.35 = 19.85 kg aire/kg combustible R500.

El valor de la Relación aire/combustible estequiométrica para el Petróleo se tomó el valor sugerido por el Texto de Combustión Industrial.

Por lo tanto el flujo de aire es igual a:

$$\dot{m}_a = 19.85 * 338.1 = 6,709.6 \frac{kg}{h} \text{ de aire}$$

El flujo másico total de los gases de la combustión actuales formados que ingresaran a la cámara de combustión es:

$$\dot{m}_g = 338.1 + 6,709.6 = 7,047.7 \frac{kg}{h} \text{ de gases} = 1.96 \text{ kg/sg}$$

Si la densidad promedio de los gases de la combustión es 0.753 kg/m³

Por lo tanto el volumen de gases de la combustión actuales contenidos en la cámara de combustión es de:

$$\dot{m}_g = \frac{1.96}{0.753} = 2.60 \text{ m}^3/\text{sg}$$

Determinación de los BHP de operación, los cuales representan la cantidad de energía útil para la generación de vapor saturado.

$$BHP \text{ de operación} = \frac{4,807.5 * (659.2 - 90.43)}{8437} = 324.1 \text{ BHP}$$

Así mismo se determina el Factor de Carga con el cual opera cada uno de los calderos, haciendo uso de la ecuación N° 1:

$$F. C = \frac{324.1}{400} * 100\% = 81.02 \%$$

Resumen de operación de calderos pirotubulares.

Cuadro N° 13 Información Operativa de Calderos DISTRAL

	CALDERO1	CALDERO2
Flujo de combustible(Gal/h)	92	85
Exceso de aire (%)	35	35
Eficiencia (%)	84	84
Entalpia de salida(Kcal/kg)	659.2	659.2
Entalpia de ingreso(kcal/kg)	90.43	90.43
Flujo de vapor(Ton/h)	4.807	4.441
Flujo de gases(kg/sg)	1.96	1.8
Caudal de gases(m ³ /sg)	2.60	2.40
Factor de Carga (%)	81.02	74.86

Fuente : Elaboración Propia

4.1.2 CONDICIONES DE CAMBIO DE COMBUSTIBLE

a). Equivalencias energéticas.

Se tiene que los combustibles peruanos tienen las siguientes características, de exceso de aire y eficiencia de combustión según el Texto Combustión Industrial y los valores de los Poderes Caloríficos se toman de los Cuadros N° 7 y 8:

- Petróleo R500 :
Poder Calorífico inferior 9,860 kcal/kg
Exceso de aire : 30 %
Eficiencia de Combustión: 100 %
- Gas Natural :

Poder Calorífico inferior 10,047 kcal/kg = 42 MJ/kg

Exceso de aire : 10 %

Eficiencia de Combustión: 95 %

b) Determinación del flujo de gas natural necesario. Tomando las características de operación del Caldero N° 1.

- Determinando la potencia calorífica suministrada por el Petróleo R500.

$$P_{sum} = \dot{m}_c * P_{ci}$$

$$P_{sum} = 92 * 3.675 * 9,860 = 3'333,682 \text{ Kcal/h}$$

- Determinando la Potencia calorífica que suministra el gas natural:

$$P_{sum_{GN}} = \frac{P_{sum}}{0.95} = 3'509,139.0 \text{ kcal/h}$$

- Determinación del flujo de gas natural necesario.

$$P_{sum_{GN}} = \dot{m}_c * P_{ci}$$

$$3'509,139.0 = \dot{m}_c * 10,047$$

$$\dot{m}_c = 349.24 \text{ kg/h}$$

- Determinación del flujo de gases de la combustión.

Se tienen los siguientes parámetros:

Relación aire/combustible estequiométrica: 17.2 kg aire/kg Combustible

Relación aire/combustible real = 17.2*1.1 = 18.92 kg aire/kg combustible

Por lo tanto el flujo de aire es igual a :

$$\dot{m}_a = 18.92 * 349.24 = 6,607.68 \frac{kg}{h} \text{ de aire}$$

El flujo másico total de los gases de la combustión formados que ingresaran a la cámara de combustión es:

$$\dot{m}_g = 349.24 + 6,607.68 = 6,956.92 \frac{kg}{h} \text{ de gases} = 1.93 \text{ kg/sg}$$

Si la densidad promedio de los gases de la combustión es 0.753 kg/m^3

Por lo tanto el volumen de gases de la combustión contenido en la cámara de combustión es de:

$$\dot{m}_g = \frac{1.93}{0.753} 2.57 \text{ m}^3/\text{sg}$$

Calculo de la Eficiencia:

$$\eta = \frac{4,807 * (659.2 - 90.43)}{349.24 * 10,047} * 100 = 77.92 \%$$

Cálculos con eficiencia corregida al 84 %

- Determinación del flujo de combustible gas natural con eficiencia mejorada.

Además se sabe que el gas natural tiene las siguientes propiedades:

Densidad del Gas Natural: 0.663 kg/m^3

28 m^3 de Gas Natural = 1 MMBTUU

$$84 = \frac{4,807 * (659.2 - 90.43)}{\dot{m}_c * 910,047} * 100$$

$$\dot{m}_c = 330.14 \frac{\text{kg}}{\text{h}} = 497.95 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} = 17.84 \text{ MMBTU/h.}$$

- Calculo del flujo másico de gases de la combustión corregido \dot{m}_g
Relación aire/combustible real = $17.2 * 1.1 = 18.92 \text{ kg aire/kg combustible Gas Natural.}$

Por lo tanto el flujo de aire es igual a :

$$\dot{m}_a = 18.92 * 330.14 = 6,246.30 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \text{ de aire}$$

El flujo másico total de los gases de la combustión formados que ingresaran a la cámara de combustión es:

$$\dot{m}_g = 330.14 + 6,246.3 = 6,576.45 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \text{ de gases} = 1.82 \text{ kg/sg}$$

Si la densidad promedio de los gases de la combustión es 0.753 kg/m³

Por lo tanto el volumen de gases de la combustión contenido en la cámara de combustión es de :

$$\dot{m}_g = \frac{1.82}{0.753} = 2.42 \text{ m}^3/\text{sg}$$

La finalidad de determinar el flujo de los gases de la combustión es fijar los valores máximos de gases de la combustión permitidos cuando se reconviertan los calderos a gas natural.

c) Resumen de la Planta de Calderos.

Se tiene el siguiente resumen para la planta de calderos:

Cuadro N°14 Resumen de Conversión

PARAMETROS	CALDERO1	CALDERO2
Flujo de combustible i (kg/h)	330.14	305.02
Exceso de aire (%)	10	10
Flujo de aire i (kg/h)	6,607.7	6,104.9
Factor de Carga (%)	81.02 %	74.86
Eficiencia (%)	77.92 %	74.85 %
Eficiencia Meta (%)	84.0 %	84 %
Flujo real de GN (kg/h)	330.14	305.02
Flujo real de GN (m ³ /h)	497.95	460.06
Flujo real de aire(kg/h)	6,246.3	5,771.0
Caudal de gases real (m ³ /s)	2.42	2.24

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3 ESTIMACION DE LA DEMANDA ACTUAL DEL PETROLEO R500:

Se presentan los siguientes datos para la Empresa N° 15 :

- La producción para el año 2014 fue de 1,140 Ton/año de Harina de Pescado, presentándose los meses Febrero, Marzo, Abril , Agosto y Setiembre con las mayores producciones mensuales, siendo meses de mayor producción.
- El Rato de Producción es igual a 40.4 Galones de Petróleo/Tonelada de Harina. Producida.

Consumo anual de Petroleo R500 = $40.4 * 1,140 = 46,056$ Galones/año

- En términos energéticos representa:

$$Potencia\ termica\ anual = \frac{46,056 * 3.675 * 9,860}{1'000,000} = 1,668.90\ Gkcal$$

4.1.4 CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE DIOXIDO DE CARBONO:

- El Análisis se realiza para la Planta de harina de la Empresa N° 15 , teniéndose el siguiente consumo anual de combustible:

$$\dot{m}_p = 46,056\ Gal/año$$

Se tienen en cuenta las siguientes equivalencias: 1 Galón de Petróleo R 500 = 3.612 litros , 1 litro= $10^{-3}m^3$.

$$\dot{m}_c = \frac{46,056 * 3.612}{1000} = 166.35 \frac{m^3}{año}$$

Para cuantificar las emisiones de dióxido de carbono generadas debido a la combustión de Petróleo Diesel . Para el Petróleo Diesel se tiene una equivalencia (EP) de $38.7\ TJ/10^3\ m^3$ y un factor de Emisiones de Carbono (FEC) para el Petróleo Diesel equivalente a $21.1\ tc/Tj$.

$$TC\ PR500 = \frac{166.35 * 38.7 * 21.1}{1000} = 135.84\ tc/año$$

Se cuantifican las toneladas de CO_2 emitidas, utilizando la siguiente ecuación 15:

$$CO_2\ emitido\ PR500 = 135.84 * \frac{44}{12} = 498.08 \left(\frac{Ton \cdot CO_2}{año} \right)$$

- Determinación del flujo de gas natural equivalente para la producción de la Potencia térmica anual.

$$Potencia\ termica\ anual == 1,668.90 * 10^6\ kcal = \dot{m}_{GN} * PCi$$

$$\text{Potencia termica anual} == 1,668.90 * 10^6 \text{kcal/año} = \dot{m}_{GN} * 10,047$$

$$\dot{m}_{GN} = 166,092.33 \frac{\text{kg}}{\text{año}} = 250,516.33 \frac{\text{m}^3}{\text{año}} = 8,947.2 \text{ MMBTU/año}$$

Según el Balance Nacional de Energía del Perú (2002) se tienen los siguientes factores de Conversión para el Gas Natural:

Para el Gas Natural se tiene una equivalencia (EP) de 34.6 TJ/10⁶ m³.

Se tiene un Factor de Emisiones de Carbono (FEC) para el Gas Natural equivalente a 15.2 tC/TJ.

El valor de las Toneladas de Carbono emitidas por el consumo de gas natural es:

$$\text{TC GN} = \frac{250,516 * 34.6 * 15.2}{1000000} = 131.75 \text{ tC/año}$$

Se cuantifican las toneladas de CO₂ emitidas, utilizando la siguiente ecuación 15:

$$\text{CO}_2 \text{ emitido GN} = 131.75 * \frac{44}{12} = 483.09 \left(\frac{\text{Ton} \cdot \text{CO}_2}{\text{año}} \right)$$

- Se determina las toneladas de CO₂ dejadas de emitir:

$$\text{CO}_2 \text{ dejado de emitir} = \text{CO}_2 \text{ emitido PR500} - \text{CO}_2 \text{ emitido GN} = 14.99 \left(\frac{\text{Ton} \cdot \text{CO}_2}{\text{año}} \right)$$

4.2 RESUMEN DEL POTENCIAL DE ENERGIA SUSTITUIDO POR GAS NATURAL:

Se presenta el resumen de energía primaria sustituida y toneladas de carbono dejadas de emitir en la población analizada:

Cuadro N°15 Consumo de Gas Natural Zona Industrial 27 de Octubre

	CAPACIDAD		RATIO ENERGETICO		CONSUMO DE GAS NATURAL (m3/mes)										TOTAL
	TON/H	TON HAR/GAL 500	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
PLANTA 1	150	38.7	0.00	1066227.07	121257196	261330.16	376315.43	5226.60	0.00	0.00	1225115.80	995445.26	965876.28	303442.99	641095156
PLANTA 2	150	39.2	0.00	207529.91	1175296.96	1247297.13	11017.91	0.00	0.00	0.00	0.00	1447767.48	124944.78	1651768.70	6789192.87
PLANTA 3	120	38.6	0.00	667276.52	734004.17	854948.04	0.00	0.00	0.00	0.00	41704.78	750686.09	811158.02	479605.00	4339382.63
PLANTA 4	120	37.8	40840.43	653446.96	71879165	114353.22	85764.91	42882.46	53092.57	0.00	0.00	653446.96	592186.30	428824.57	3383630.02
PLANTA 5	90	39.2	0.00	529413.04	592942.61	741178.26	0.00	0.00	0.00	0.00	766590.09	872472.70	677648.70	0.00	4180245.39
PLANTA 6	90	38.9	0.00	601013.46	609419.24	672462.61	0.00	0.00	0.00	48333.25	654448.15	537970.09	27318.79	0.00	3147965.59
PLANTA 7	90	38.9	0.00	441303.59	483332.50	390868.89	0.00	0.00	0.00	0.00	531665.75	506448.40	11376.62	0.00	2464995.75
PLANTA 8	80	38.2	0.00	383835.26	40447157	49527130	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	433362.39	390026.15	0.00	2106966.67
PLANTA 9	80	39.9	172437.39	344874.78	211235.80	120706.17	90529.63	68974.96	25865.61	0.00	0.00	23710141	204769.40	120706.17	159720134
PLANTA 10	30	40.1	64988.15	12131122	110479.86	194964.46	49824.25	0.00	25995.26	38992.89	17330.17	49824.25	69320.70	41159.16	784190.37
PLANTA 11	30	40.6	70185.04	144756.65	54832.07	26319.39	30705.96	0.00	39479.09	46058.93	0.00	11857.41	78958.17	46058.93	64921165
PLANTA 12	20	40.8	0.00	180735.13	132245.22	33061.30	0.00	0.00	0.00	0.00	66122.61	39673.57	0.00	0.00	451837.83
PLANTA 13	10	40.3	13062.46	45718.60	32656.14	32656.14	0.00	0.00	17416.61	19593.68	32656.14	54426.90	0.00	0.00	248186.67
PLANTA 14	10	40.5	0.00	32818.21	45945.49	21878.80	54697.01	26254.57	13127.28	0.00	32818.21	26254.57	0.00	875152	262545.65
PLANTA 15	10	40.4	10912.39	27280.98	27280.98	30554.70	13094.87	15277.35	19642.30	37102.13	39284.61	0.00	8729.91	19642.30	248802.52
PLANTA 16	5	40.9	11047.45	8837.96	13256.93	22094.89	17675.91	13256.93	13256.93	13256.93	13256.93	8837.96	11047.45	8837.96	154664.24
TOTAL	1085	37.1	383473.32	5456379.33	6558763.14	5259945.48	828725.89	171872.86	207875.65	203337.83	347993.25	6425275.42	519783128	3108497.30	37219970.76

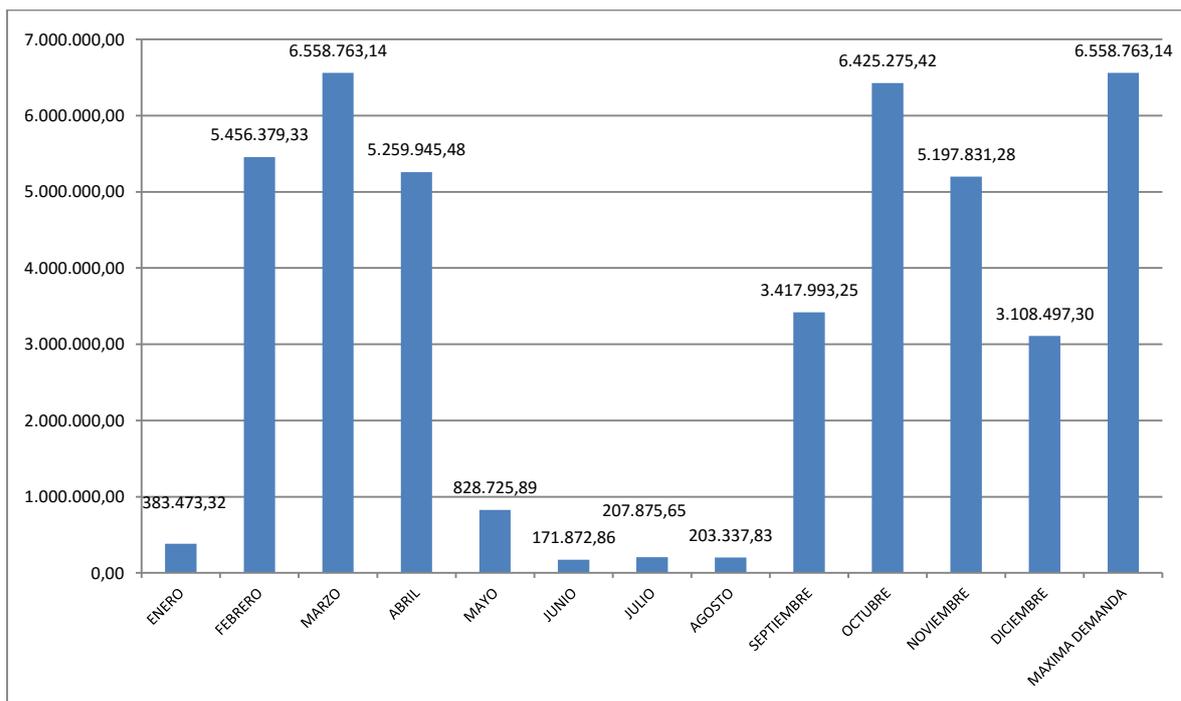
Fuente: Elaboración propia

Según el cuadro anterior se tiene las siguientes características de demanda:

Máxima Demanda : 6´558,763.14 m³/mes para el mes de Marzo.

Mínima Demanda : 171,872.86 m³/mes para el mes de Junio.

Figura N° 32 Máximas demandas mensuales de Gas Natural



Fuente: Elaboración Propia

Se presenta así mismo el Cuadro N° 12 con las emisiones de CO₂ dejadas de emitir al realizar la reconversión tecnológica en los Calderos de la población analizada en la Zona Industrial del 27 de Octubre (16 Plantas en total) en donde se tiene un máximo valor anual de 2,242.25 Ton. CO₂ dejadas de emitir al año.

Cuadro N° 16 Emisiones de CO₂ dejadas de emitir en la Zona Industrial con el cambio tecnológico

	CAPACIDAD	RATIO ENERGETICO	TON CO2 DEJADO DE EMITIR A LA ATMOSFERA												TOTAL AÑO
	TON/H	TON HAR/GAL 500	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
PLANTA 1	150	38.7	0.00	64.24	73.06	15.74	22.67	0.31	0.00	0.00	73.81	59.96	58.19	18.26	386.25
PLANTA 2	150	39.2	0.00	12.50	70.81	75.15	6.63	0.00	0.00	0.00	0.00	69.15	75.28	99.52	409.04
PLANTA 3	120	38.6	0.00	40.20	44.22	51.51	0.00	0.00	0.00	0.00	2.51	45.23	48.87	28.90	261.44
PLANTA 4	120	37.8	2.46	39.37	43.31	6.89	5.17	2.58	3.20	0.00	0.00	39.37	35.68	25.84	203.86
PLANTA 5	90	39.2	0.00	31.90	35.72	44.65	0.00	0.00	0.00	0.00	46.19	52.57	40.83	0.00	251.85
PLANTA 6	90	38.9	0.00	36.21	36.72	40.51	0.00	0.00	0.00	2.91	39.25	32.41	1.65	0.00	189.66
PLANTA 7	90	38.9	0.00	26.59	29.12	23.55	0.00	0.00	0.00	0.00	32.03	30.51	6.71	0.00	148.51
PLANTA 8	80	38.2	0.00	23.13	24.37	29.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	26.11	23.50	0.00	126.94
PLANTA 9	80	39.9	10.39	20.78	12.73	7.27	5.45	4.16	1.56	0.00	0.00	14.29	12.34	7.27	96.23
PLANTA 10	30	40.1	3.92	7.31	6.66	11.75	3.00	0.00	1.57	2.35	1.04	3.00	4.18	2.48	47.25
PLANTA 11	30	40.6	4.23	8.72	3.30	1.59	1.85	0.00	2.38	2.77	0.00	6.74	4.76	2.77	39.11
PLANTA 12	20	40.8	0.00	10.89	7.97	1.99	0.00	0.00	0.00	0.00	3.98	2.39	0.00	0.00	27.22
PLANTA 13	10	40.3	0.79	2.75	1.97	1.97	0.00	0.00	1.05	1.18	1.97	3.28	0.00	0.00	14.95
PLANTA 14	10	40.5	0.00	1.98	2.77	1.32	3.30	1.58	0.79	0.00	1.98	1.58	0.00	0.53	15.82
PLANTA 15	10	40.4	0.66	1.64	1.64	1.84	0.79	0.92	1.18	2.24	2.37	0.00	0.53	1.18	14.99
PLANTA 16	5	40.9	0.67	0.53	0.80	1.33	1.06	0.80	0.80	0.80	0.80	0.53	0.67	0.53	9.32
TOTAL	1085	40.3	23.10	328.74	395.16	316.90	49.93	10.36	12.52	12.25	205.93	387.11	313.16	187.28	2242.45

Fuente : Elaboración propia

4.3 DETERMINACIÓN DE LA ALTERNATIVA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL.

4.3.1 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GAS NATURAL LICUADO:

a. COMPONENTE A BOCA DE POZO

Precio de Boca de Pozo 3.18 U\$/MMBTU. Precio establecido por contrato BOOT de explotación de gas natural del Proyecto Camisea estableció como tope máximo US\$ 1,8 por MMBTU, actualizado a 3.18 U\$/MMBTU desde setiembre 2013 a agosto 2015.

El precio equivalente en unidades cubicas se obtiene en función al siguiente factor de conversión :

1 MMBTU = 28 m³ de gas natural

$$\text{Precio Boca de Pozo} = \frac{3.18}{28} * 1 = 0.1135 \text{ U\$/m}^3$$

b. COMPONENTE RED PRINCIPAL DE TRANSPORTE

Tarifa de transporte Gas Natural Actualizada para 2013-2015 38.6579 U\$/1000 m³ para consumidores distintos a generadores eléctricos.

c. COMPONENTE DE LICUEFACCIÓN

Precio de despacho de GNL en Empresa Perú LNG en Pampa Melchorita Boca de Pozo 1.5 U\$/MMBTU.

El precio equivalente en unidades cubicas se obtiene en función al siguiente factor de conversión:

1 MMBTU = 28 m³ de gas natural

$$\text{Precio Componente de Licuefaccion} = \frac{1.5}{28} * 1 = 0.0535 \text{ U\$/m}^3$$

d. COMPONENTE DE TRANSPORTE VIRTUAL GNL

Precio de despacho de GNL por parte de la Empresa IRRADIA PERU desde Pisco a la unidades matrices de Chimbote (Zona Industrial del 27 de Octubre) igual a 1.32 U\$/MMBTU.

El precio equivalente en unidades cubicas se obtiene en función al siguiente factor de conversión:

1 MMBTU = 28 m³ de gas natural

$$\text{Precio Componente de Transporte Virtual GNL} = \frac{1.32}{28} * 1 = 0.0471 \text{ U\$/m}^3$$

e. COMPONENTE DE REGASIFICACION DE GNL

- A continuación se tiene el presupuesto económico de la instalación del sistema de Regasificación de GNL para la muestra de estudio

Cuadro N° 17 Presupuesto Sistema de regasificación de GNL

N°	DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO	UNIDAD	SUB TOTAL(U\$)
1	SUB SISTEMA QUEMADORES			
	Quemadores Power Flame	12000.00	2	24000.00
	Montaje de Quemadores y Accesorios	4000.00	2	8000.00
	Sub Total			32000.00
2	SUBSISTEMAS RED DE GAS NATURAL			
	Estacion de Regulacion y Medicion	15000.00	1	15000.00
	Tuberias de Baja Presion	15000.00	1	15000.00
	Montaje Mecanico	9000.00	1	9000.00
	Sub Total			39000.00
3	SUBSISTEMA PLANTA SATELITE GNL			
	Modulo de Almacenamiento	25000.00	1	25000.00
	Regasificador	15000.00	1	15000.00
	Compresor	8000.00	1	8000.00
	Obras Civiles	15000.00	1	15000.00
	Valvuleria y Red de Gas Natural	10000.00	1	10000.00
	Automatizacion	8000.00	1	8000.00
	Montaje Electromecanico	9000.00	1	9000.00
	Sub Total			90000.00
4	SUPERVISION Y PRUEBAS	15000.00	1	15000.00
5	SUBTOTAL PRESUPUESTO			
				176000.00
6	IGV (18%)			
				31680.00
7	TOTAL (U\$)			
				207680.00

Fuente : Elaboración Propia

- Se tiene un costo por consumo de Energía Eléctrica por parte de la Isla de Regasificación en la Tarifa MT4 Calificación en Punta , debido a que el comportamiento de esta unidad de suministro de gas natural es permanente similar a la de un grifo. Para una Potencia de 25 KW como máxima demanda de la Isla de Regasificación se tiene el siguiente costo:

Cuadro N° 18 Costo por Energía Eléctrica Isla de Regasificación

LECTURAS MENSUALES		COSTOS UNITARIOS		CALCULO TARIFARIO	
MAX. DEM. HP(kW)	25	EAHP	0.1526	CEAT	1388.04
MAX. DEM. HFP(kW)	25	EAHFP	0.1125	CER	49.98
EAHP(kWH)	2000	EAT	0.1345	CPGHP	717.25
EAHFP(kWH)	8320	ER	0.0356	CPDHP	309.00
EAT(kWH)	10320	PADHP	12.36		2464.27
Erleida(kVARH)	4500	PADHFP	13.56	IGV	443.57
		PGHP	7.85	TOTAL(s/)	2907.84
		PGHFP	28.69	TOTAL(U\$/)	938.01

Fuente : Elaboración Propia

El costo unitario es:

$$\text{Costo Unitario Energia} = \frac{938 * 12 \text{ U\$}}{248,802.50 \text{ m}^3} = 0.045 \text{ U\$/m}^3$$

- Se tiene el siguiente Costo de Operación y mantenimiento: Se considera 1 operadores en patio de maniobras con un sueldo mensual de 800 U\$ mensuales. Además de un gasto mensual de insumos por mantenimiento preventivo y predictivo de 1,000 U\$. Por lo tanto el costo de operación y mantenimiento es:

$$\text{COM}_{\text{mensual}} = 1 * 800 + 600 = 1,400 \text{ U\$}$$

El costo unitario es :

$$\text{Costo Unitario Oy M} = \frac{1,400 * 12 \text{ U\$}}{248,802.50 \text{ m}^3} = 0.067 \text{ U\$/m}^3$$

- Se tiene el siguiente cálculo de la Anualidad :
Inversión = 207,680.00 U\$

Tasa de interés= 12 %

Periodos = 10 años

Se tiene la siguiente ecuación:

$$A = \frac{I * i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} = 0.177 * 207,680 = 36,769.40 \text{ U\$}$$

Se tiene un consumo anual de 248,802.56 m³/año

El costo unitario es :

$$\text{Costo Unitario Invesion} = \frac{36,769.40 \text{ U\$}}{248,802.50 \text{ m}^3} = 0.1477 \text{ U\$/m}^3$$

Entonces el precio total por regasificar el GNL es:

$$\text{Componente de Regasificacion GNL} = \sum \text{Costos unitarios}$$

$$\begin{aligned} \text{Componente de Regasificacion GNL} &= 0.045 + 0.1477 + 0.067 \\ &= 0.2597 \text{ U\$/m}^3 \end{aligned}$$

f. ESTIMACIÓN DE COSTOS

Se tiene el siguiente costo unitario puesto en planta:

$$\begin{aligned} \text{Costo Unitario} &= \text{Precio Boca de Pozo} + \text{Tarifa de transporte Gas Natural} \\ &+ \text{Precio Componente de Licuefaccion} \\ &+ \text{Precio Componente de Transporte Virtual GNL} \\ &+ \text{Componente de Regasificacion GNL} \end{aligned}$$

$$\text{Costo UnitarioGNL} = 0.1135 + 0.038 + 0.0535 + 0.0471 + 0.2597$$

$$\text{Costo UnitarioGNL} = 0.5118 \text{ U\$/m}^3$$

4.3.2 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GAS NATURAL COMPRIMIDO:

a. COMPONENTE A BOCA DE POZO

Precio de Boca de Pozo 3.18 U\$/MMBTU. Precio establecido por contrato BOOT de explotación de gas natural del Proyecto Camisea estableció como

tope máximo US\$ 1,8 por MMBTU, actualizado a 3.18 U\$/MMBTU desde setiembre 2013 a agosto 2015.

El precio equivalente en unidades cubicas se obtiene en función al siguiente factor de conversión :

1 MMBTU = 28 m³ de gas natural

$$\text{Precio Boca de Pozo} = \frac{3.18}{28} * 1 = 0.1135 \text{ U\$/m}^3$$

b. COMPONENTE RED PRINCIPAL DE TRANSPORTE

Tarifa de transporte Gas Natural Actualizada para 2013-2015 38.6579 U\$/1000 m³ para consumidores distintos a generadores eléctricos.

c. COMPONENTE DE RED DE DISTRIBUCION

Según el Cuadro N° 6 el componente de distribución para una categoría C, se tiene los siguientes cálculos:

$$\text{Margen de Comercializacion} = \frac{0.7262}{30} = 0.0242 \text{ U\$/m}^3$$

$$\text{Margen de Distribucion} = 0.0977 \text{ U\$/m}^3$$

$$\text{Precio Distribucion} = 0.122 \text{ U\$/m}^3$$

d. COMPONENTE DE COMPRESION

Precio de despacho de GNC en Empresa Energie Gas en Lima es de 93.60 /1000 U\$/m³

e. COMPONENTE DE TRANSPORTE VIRTUAL GNC

Precio de despacho de GNC por parte de la Empresa Energie Gas desde Lima a la unidades matrices de Chimbote (Zona Industrial del 27 de Octubre) igual

a 2.2 U\$/MMBTU. (Debido a que el GNC solo reduce su volumen 300 veces mientras que el GNL reduce su volumen 500 veces)

El precio equivalente en unidades cubicas se obtiene en función al siguiente factor de conversión:

1 MMBTU = 28 m³ de gas natural

$$\text{Precio Componente de Transporte Virtual GNL} = \frac{2.2}{28} * 1 = 0.0785 \text{ U\$/m}^3$$

f. COMPONENTE DE DESCOMPRESION DE GNC

- A continuación se tiene el presupuesto económico de la instalación del sistema de Regasificación de GNL para la muestra de estudio

Cuadro N° 19 Presupuesto Sistema de descompresión de GNC

N°	DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO	UNIDAD	SUB TOTAL(U\$)
1	SUB SISTEMA QUEMADORES			
	Quemadores Power Flame	12000.00	2	24000.00
	Montaje de Quemadores y Accesorios	4000.00	2	8000.00
	Sub Total			32000.00
2	SUBSISTEMAS RED DE GAS NATURAL			
	Estacion de Regulacion y Medicion	15000.00	1	15000.00
	Tuberias de Baja Presion	15000.00	1	15000.00
	Montaje Mecanico	9000.00	1	9000.00
	Sub Total			39000.00
3	SUBSISTEMA PLANTA DESCOMPRESION GNC			
	Unidad de Llegada	15000.00	1	15000.00
	Unidad de descompresion	8000.00	1	8000.00
	Obras Civiles	18000.00	1	18000.00
	Valvuleria y Red de Gas Natural	12000.00	1	12000.00
	Automatizacion	8000.00	1	8000.00
	Montaje Electromecanico	15000.00	1	15000.00
	Sub Total			76000.00
4	SUPERVISION Y PRUEBAS	20000.00	1	20000.00
5	SUBTOTAL PRESUPUESTO			
				167000.00
6	IGV (18%)			
				30060.00
7	TOTAL (U\$)			
				197060.00

Fuente : Elaboración Propia

- Se tiene un costo por consumo de Energía Eléctrica por parte de la Estación de Descompresión en la Tarifa MT4 Calificación en Punta , debido a que el comportamiento de esta unidad de suministro de gas natural es permanente similar a la de un grifo. Para una Potencia de 25 KW como máxima demanda de la Isla de Regasificación se tiene el siguiente costo:

Cuadro N° 20 Costo por Energía Eléctrica Estación de Descompresión

LECTURAS MENSUALES		COSTOS UNITARIOS		CALCULO TARIFARIO	
MAX. DEM. HP(kW)	25	EAHP	0.1526	CEAT	1388.04
MAX. DEM. HFP(kW)	25	EAHFP	0.1125	CER	49.98
EAHP(kWH)	2000	EAT	0.1345	CPGHP	717.25
EAHFP(kWH)	8320	ER	0.0356	CPDHP	309.00
EAT(kWH)	10320	PADHP	12.36		2464.27
Erleida(kVARH)	4500	PADHFP	13.56	IGV	443.57
		PGHP	7.85	TOTAL(s/)	2907.84
		PGHFP	28.69	TOTAL(U\$/)	938.01

Fuente : Elaboración Propia

El costo unitario es :

$$\text{Costo Unitario Energia} = \frac{938 * 12 \text{ U\$}}{248,802.50 \text{ m}^3} = 0.045 \text{ U\$/m}^3$$

- Se tiene el siguiente Costo de Operación y mantenimiento: Se considera 1 operadores en patio de maniobras con un sueldo mensual de 800 U\$ mensuales. Además de un gasto mensual de insumos por mantenimiento preventivo y predictivo de 600 U\$. Por lo tanto el costo de operación y mantenimiento es:

$$\text{COM}_{\text{mensual}} = 1 * 800 + 600 = 1,400 \text{ U\$}$$

El costo unitario es :

$$\text{Costo Unitario Oy M} = \frac{1,400 * 12 \text{ U\$}}{248,802.50 \text{ m}^3} = 0.067 \text{ U\$/m}^3$$

- Se tiene el siguiente cálculo de la Anualidad :
Inversión = 197,060.00 U\$

Tasa de interés= 12 %

Periodos = 10 años

Se tiene la siguiente ecuación:

$$A = \frac{I * i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} = 0.177 * 197,060.00 = 34,873.6 \text{ U\$}$$

Se tiene un consumo anual de 248,802.56 m³/año

El costo unitario es :

$$\text{Costo Unitario Invesion} = \frac{34,873.60 \text{ U\$}}{248,802.50 \text{ m}^3} = 0.1402 \text{ U\$/m}^3$$

Entonces el precio total por descomprimir el GNC es ::

$$\begin{aligned} \text{Componente de Descompresion de GNC} &= \sum \text{Costos unitarios} \\ \text{Componente de Descompresion de GNC} &= 0.045 + 0.1402 + 0.067 \\ &= 0.2532 \text{ U\$/m}^3 \end{aligned}$$

f. ESTIMACION DE COSTOS

Se tiene el siguiente costo unitario puesto en planta:

$$\begin{aligned} \text{Costo Unitario} &= \text{Precio Boca de Pozo} + \text{Tarifa de transporte Gas Natural} \\ &+ \text{Precio Componente de Distribucion} \\ &+ \text{Precio componente de Compresion} \\ &+ \text{Precio Componente de Transporte Virtual GNC} \\ &+ \text{Componente de Descompresion de GNC} \end{aligned}$$

$$\text{Costo UnitarioGNC} = 0.1135 + 0.038 + 0.122 + 0.093 + 0.078 + 0.2532$$

$$\text{Costo UnitarioGNC} = 0.6977 \text{ U\$/m}^3$$

4.3.3 COMPARACION DE ALTERNATIVAS:

- Se tiene la siguiente diferencia de precios entre tecnologías de suministro de Gas Natural.

$$\text{Diferencia de Costos Unitarios} = 0.6977 - 0.5118 = 0.1859 \text{ U\$/m}^3$$

$$\text{Ahorro adicional por GNL} = 248,802.5 * 0.1859 = 46,252.40 \text{ U\$}$$

- Se tiene los siguientes Ahorros económicos con reconversión tecnológica a GNL

$$\text{Gasto por GNL} = 248,802.50 * 0.5118 = 127,337.10 \text{ U\$/año}$$

$$\text{Gasto por Petroleo R500} = 46,056 * 4.2 = 193,435.20 \text{ U\$/año}$$

$$\text{Ahorro por cambio de combustible} = 193,435.20 - 127,337.10 = 66,098.10 \text{ U\$}$$

4.3.3 EVALUACION ECONOMICA:

Para la evaluación económica se tienen los siguientes parámetros de evaluación:

Tasa de Interés	=12 %
Periodo de tiempo en análisis	= 10 años
Inversión	= 239,540.00 U\$
Ahorros económicos anuales	= 64,624.60 U\$
Bonos de Carbono	= 14.99* 8 U\$ =120.00 U\$(No se incluye en el estudio porque el estudio de certificación de carbono es igual a 50,000.00 U\$
Costo de Operación y mantenimiento	= 1,400*12 = 16,800.00 U\$
Costo por energía eléctrica	= 938 *12 = 11,256 U\$

Se presenta el siguiente cuadro resumen para el cálculo del VAN y el TIR

Cuadro N° 21 Evaluación de la Rentabilidad de la Planta 15

ANALISIS ECONOMICO				
	Ahorro por Combustible	66098.10		
	Bono de Carbono	120.00		
	Egresos			
	OM	28056.00		
	Inversion Total	207680.00		
	Inversion Bonos de Carbono	60000.00		
Periodo	INVERSION	EGRESOS	INGRESOS	SALDO
0	207680.00			-207680.00
1		28056.00	66098.10	38042.10
2		28056.00	66098.10	38042.10
3		28056.00	66098.10	38042.10
4		28056.00	66098.10	38042.10
5		28056.00	66098.10	38042.10
6		28056.00	66098.10	38042.10
7		28056.00	66098.10	38042.10
8		28056.00	66098.10	38042.10
9		28056.00	66098.10	38042.10
10		28056.00	66098.10	38042.10
VAN (U\$)	155,243.31		TIR	12.85%

Fuente: Elaboración propia

4.4 EVALUACIÓN DE LAS 15 PLANTAS DE HARINA DE PESCADO DE LA ZONA DEL 27 DE OCTUBRE:

Se presenta los resultados referentes a los costos unitarios del GNL en la ciudad de Chimbote, así como un cuadro con rentabilidad de la inversión para cada una de las empresas.

Cuadro N° 22 Costos de suministro de GNL en Zona Industrial 27 de Octubre

	CAPACIDAD	COMPONENTE DE PRECIOS GNL(US\$/M3)				REGASIFICACION(US\$/M3)				RECIO UNITARIO	AHORRO	%	Produccion
	TON/H	BOCA DE POZO	ED DE TRANSP	LICUEFACCION	TRANSP VIRTUA	INVERSION	EN. ELECTRICA	OPE Y MAN	UNITARIO	(US\$/M3)	(US\$/AÑO)	AHORRO	Ton/año
PLANTA 1	150	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.0251	0.0049	0.0047	0.0347	0.2868	3145818.21	63%	30665
PLANTA 2	150	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.0237	0.0046	0.0044	0.0327	0.2848	3344532.88	63%	32060
PLANTA 3	120	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.0294	0.0069	0.0066	0.0429	0.2950	2093518.84	62%	20810
PLANTA 4	120	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.0377	0.0089	0.0085	0.0550	0.3071	1591400.07	60%	16570
PLANTA 5	90	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.0246	0.0060	0.0060	0.0366	0.2887	2043093.74	63%	19740
PLANTA 6	90	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.0326	0.0080	0.0080	0.0486	0.3007	1500770.28	61%	14980
PLANTA 7	90	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.0416	0.0102	0.0102	0.0621	0.3142	1141961.97	60%	11730
PLANTA 8	80	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.0428	0.0114	0.0114	0.0656	0.3177	968656.10	59%	10210
PLANTA 9	80	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.0565	0.0150	0.0150	0.0866	0.3387	700843.34	56%	7410
PLANTA 10	30	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.0813	0.0230	0.0291	0.1333	0.3854	307466.01	50%	3620
PLANTA 11	30	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.0981	0.0277	0.0351	0.1610	0.4131	236552.94	47%	2960
PLANTA 12	20	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.1116	0.0319	0.0372	0.1807	0.4328	155734.68	44%	2050
PLANTA 13	10	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.1481	0.0454	0.0677	0.2612	0.5133	65573.18	34%	1140
PLANTA 14	10	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.1400	0.0429	0.0640	0.2469	0.4990	73116.88	36%	1200
PLANTA 15	10	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.1477	0.0452	0.0670	0.2597	0.5118	66098.07	34%	1140
PLANTA 16	5	0.1135	0.038	0.0535	0.0471	0.1808	0.0504	0.0621	0.2933	0.5454	35889.15	30%	700

Fuente : Elaboración propia

Cuadro N° 23 Evaluación de la Rentabilidad de la Plantas de la Zona Industrial del 27 de Octubre-Chimbote

	CAPACIDAD	INVERSION	AHORROS	OP Y MAN	VAN	TIR	PAYBACK
	TON/H	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(%)	AÑOS
PLANTA 1	150	910000.00	3145818.21	61200.00	17195924	380.3%	0.30
PLANTA 2	150	910000.00	3344532.88	61200.00	18318702	405.4%	0.28
PLANTA 3	120	720000.00	2093518.84	58800.00	11289627	282.6%	0.35
PLANTA 4	120	720000.00	1591400.07	58800.00	8452549	212.8%	0.47
PLANTA 5	90	580000.00	2043093.74	50400.00	11092423	343.7%	0.29
PLANTA 6	90	580000.00	1500770.28	50400.00	8028178	250.0%	0.40
PLANTA 7	90	580000.00	114961.97	50400.00	6000826	188.2%	0.53
PLANTA 8	80	510000.00	968656.10	48000.00	5055298	180.5%	0.55
PLANTA 9	80	510000.00	700843.34	48000.00	4816180	149.0%	0.78
PLANTA 10	30	360000.00	307466.01	40800.00	1403230	73.8%	1.35
PLANTA 11	30	360000.00	236552.94	40800.00	1002551	53.6%	1.84
PLANTA 12	20	285000.00	155734.68	31200.00	600153	42.4%	2.29
PLANTA 13	10	207680.00	65573.18	28056.00	152275	12.7%	5.54
PLANTA 14	10	207680.00	73116.88	28056.00	19496	17.3%	4.61
PLANTA 15	10	207680.00	66098.07	28056.00	155242	12.9%	5.46
PLANTA 16	5	158000.00	35889.15	17400.00	31924	2.0%	8.55

Fuente: Elaboración propia

4.5 DISCUSIÓN DE RESULTADOS:

4.5.1 DISCUSIÓN CON RESPECTO A LOS ANTECEDENTES:

- El presente informe de tesis concuerda con lo concluido por el informe “Beneficios de las conversión a gas natural de calderos a vapor ” para el Ministerio de Energía y Minas en el cual se afirma que existe oportunidades de uso del gas natural como combustible para aplicar técnicas de ahorro y uso eficiente de la energía ,pero primero es necesario analizar su factibilidad , tal como se ha incidido en el presente informe en los cuadros N° 18 y 19.
- Tal como lo expresa , Chávez Ñahuinripa (2005) en su Tesis para optar el Título de Ingeniero mecánico Electricista en donde concluye que : El uso del gas natural permite a la planta ser más competitivo y productivo no solo por el ahorro de combustible, que en este caso es alrededor del 40%,, en diferencia nuestra tesista se realiza el análisis a 15 empresas del mismo sector económico encontrándose ahorros potenciales entre 63 a 30 % dependiendo básicamente del tamaño de la empresa.

- La presente tesis refuerza al informe de Baltodano Siccha y Huamán Pérez (2012) en su Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa en la cual se orientó el análisis al sector vehicular mediante el suministro de GNC vía gasoducto virtual , en este caso la alternativa de suministro de gas esta orientado al sector industrial determinándose que con GNL virtual las empresas ubicadas en el Sector Industrial del 27 de Octubre presentan mejores ahorros.
- A diferencia de la tesis de Barreto Lázaro y Castillo Quiñones en la cual tan solo se analizó el suministro virtual en una sola empresa de 50 Ton/h de capacidad ubicada en la localidad de estudio, esta tesis ha involucrado 15 empresas de harina de pescado con capacidades desde 150 a 5 Ton/h de capacidad. Así mismo en la mencionada tesis se obtuvo tan solo un precio de venta el cual es de 1.01 U\$/m³, mientras que para nuestro caso los precios unitarios varían entre 0.28 a 0.54 U\$/ m³, obteniéndose un factor de equivalencia de 92 galones de petróleo a 497 m³. de gas natural.
- La presente tesis también concuerda con la tesis realizada por León Marcos (2013) en su Tesis para optar el Título de Ingeniero Mecánico en la Universidad Cesar Vallejo en la cual considera necesario corregir luego de la conversión preliminar la eficiencia , con la finalidad de optimizar el consumo de combustible , para nuestro caso primero se trabajó con la eficiencia de trabajo , y con la misma se determinó el gas natural equivalente , el cual se volvió a corregir con una eficiencia del 85 %.
- De igual forma a lo determinado por Manrique Escobedo (2008) en su Tesis para optar el Título de Ingeniero en Energía en la cual establece que el procesos de reconversión de combustible conllevan a la reducción de gases de efecto invernadero , alcanzando potenciales ingresos económicos con un precio de bono de carbono de 25 U\$/Ton CO₂ , para nuestro caso se ha cuantificado las emisiones de gases de efecto invernadero el cual varía entre 409 a 9 Ton de CO₂ ,su desarrollo como proyecto de mecanismo de desarrollo se hace inviable por la reducción de los bonos de carbono ,que actualmente se cotizan en 8 U\$/Ton CO₂. Lo que puede ser viable es

trabajarlo como un proyecto corporativo y no como unidades independientes cada empresa. Se ha cuantificado un total de 2,242 Ton de CO₂ que pueden dejarse de emitir al realizar la reconversión tecnológica desde petróleo R500 a Gas Natural licuado.

- A diferencia de la tesis de Velásquez Pascual y Beltrán Cerna (2014) en su Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la cual se realiza el cambio tecnológico de combustible en 6 empresas pesqueras cercanas a la Estación de Servicio Rentik, se consiguió una demanda global de 7509.09 Sm³/hr. Mediante GNL virtual En nuestra tesis se determinó una Máxima Demanda : 6'558,763.14 m³/mes para el mes de Marzo y una Mínima Demanda : 171,872.86 m³/mes para el mes de Junio.

4.5.2 DISCUSIÓN CON RESPECTO A LOS CÁLCULOS REALIZADOS:

- Se tiene la población en estudio con un total de 15 empresas dedicadas a la elaboración de harina de pescado del tipo prime, con empresas entre 150 a 5 Ton/h de capacidad con las mismas características en las etapas productivas, con un ratio energético de 37.1 Gal. de petróleo/ Ton. de harina producida, donde la máxima producción se ha alcanzado el mes de marzo con un valor de 312,350 toneladas de harina de pescado /mes, mes en el cual también se ha alcanzado un consumo de 1'214,0978 galones/mes.
- Se ha cuantificado las máximas y mínimas demandas de gas natural los cuales son Máxima Demanda : 6'558,763.14 m³/mes para el mes de Marzo y una Mínima Demanda : 171,872.86 m³/mes para el mes de Junio. Los cuales teniendo en cuenta que la capacidad de una cisterna de GNL es de 30,000 Sm³ , entonces se necesitan la siguiente cantidad de viajes desde Pisco a Chimbote y viceversa:
Para La máxima demanda: 218 viajes diarios.
Para la mínima demanda: 6 viajes diarios.
- Se ha cuantificado las toneladas de CO₂ asociados al cambio tecnológico desde Petróleo R500 a Gas Natural Licuado vía gasoducto virtual, en función

al precio de las toneladas de 8 U\$ /Ton de CO₂, puede conseguir ingresos por bonos de carbono de 3,272 U\$ (Planta 2) y valores mínimos tal como 72 U\$ (Planta 15), lo cual lo hacen inviables teniendo en cuenta que un proyecto de este tipo para pasar la certificación debe invertir por lo menos U\$ 60,000.00. Se hace atractivo su estudio de manera corporativa, en este caso 2,242 Ton de CO₂/año con un ingreso total de 17,936.00 U\$.

- Las empresas con capacidad de planta superior a 30 Ton/hora tienen ahorros desde 50 a 63 %, mientras que las inferiores a esta capacidad tienen ahorros inferiores a 50 %, con lo cual se puede afirmar que el ahorro de energía es función de la capacidad de producción.
- En la estructura de precios del gas natural licuado vía gasoducto virtual , el componente mayor está centrado en el precio unitario obtenido por la inversión de las instalaciones con el 50.7 %, mientras que el componente menor es por el pago a la red de transporte de gas natural desde Camisea a Pisco.

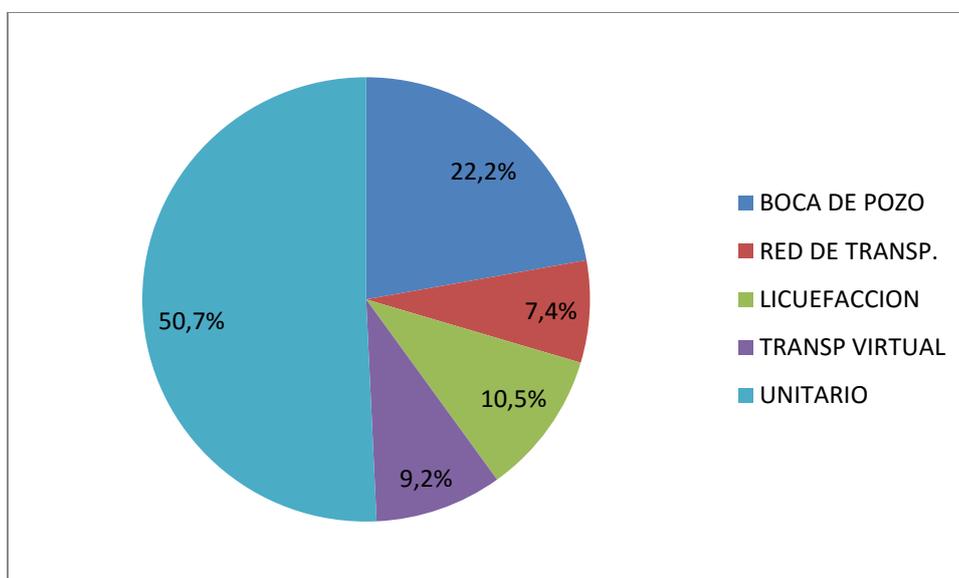


Figura N° 32 Estructura de precios porcentual del GNL vía gasoducto virtual.

Fuente: Elaboración propia

- Realizando un comparativo entre las tecnologías de suministro de gas natural vía GNL y GNC se tiene que con el primero se consigue un ahorro de

46,252.40 U\$ para una demanda de 248,802.5 m³/mes, la cual tiende a aumentar en función a la capacidad de planta , esto es básicamente a que el GNC tiene un componente adicional por distribución, ya que su despacho se realiza desde Lima , mientras que el GNL se despacha desde Pisco (y no está afectado por el cargo de distribución) ,además que el volumen de entrega del GNL es 500 veces más en comparación al GNC que tan solo es 300 veces.

- Los valores de rentabilidad indican que es favorable la conversión tecnológica para empresas con una gran carga de trabajo y capacidad de planta en algunos casos consigue Pay back igual a 0.28 años (3 meses) y valores de TIR cercano a los 400 %.

CONCLUSIONES
Y
RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Se ha cuantificado el consumo de energía primaria dentro de 15 empresas de harina y aceite de pescado ubicadas en la Zona Industrial de 27 de Octubre ,la cuales hacen uso de Petróleo R5000 como energía primaria , utilizándose en calderos del tipo pirotubular , con eficiencias entre 84 a 85 %
- Se ha estimado para el año 2014, la máxima demanda de combustible el cual se realizó durante el de marzo con un consumo de 1'214,097 galones de Petróleo R500 y así mismo la demanda mínima de combustible se realizó en el mes de 31,815 galones de Petróleo R500 en el mes de Junio. Así mismo el nivel de eficiencia en las plantas se evalúa con el indicador promedio para todas las plantas de 37.1 Galones de Petróleo R500/Tonelada de harina producida.
- Las tecnologías de aprovechamiento con gas natural en las Empresas Pesqueras es a través de los calderos pirotubulares, los cuales pueden ser abastecidos vía gasoducto virtual GNL de Pisco a 1 Bar de presión y -161 °C o vía gasoducto virtual GNC desde la ciudad de Lima a 200 Bar y 20 °C. en ambos casos solo son tecnologías de transporte , mas no es el valor de presión de consumo de gas natural en planta.
- Se determinó el potencial de sustitución de gas natural con los siguientes valores de demanda: Máxima Demanda : 6'558,763.14 m³/mes para el mes de Marzo y una Mínima Demanda : 171,872.86 m³/mes para el mes de Junio, esta última sera la demanda base de la Zona Industrial del 27 de Octubre. Existiendo entre ambas una diferencia sustancial de 35 veces.
- El transporte optimo se consigue vía gasoducto virtual GNL con un precio unitario entre 0.28 a 0.54 U\$/m³ de gas natural dependiendo del volumen de compra por cada empresa. , esto es se consigue un menor precio a una mayor capacidad de compra de gas natural.

- Se han cuantificado las emisiones de dióxido de carbono dejadas de emitir al realizar el cambio tecnológico en los calderos desde Petróleo R500 a Gas natural, con un valor de 2,242 Toneladas de CO₂/año 2014, pero su cuantificación a través de un proyecto de mecanismo de desarrollo limpio se hace inviable por cada empresa debido al bajo costo de los bonos de carbono.
- Finalmente para dar respuesta al objetivo general la reducción de costos por cambio de energía primaria ,desde petróleo residual 500 a gas natural es entre 63 a 30 % así como el periodo de retorno varía entre 3 meses a 8 años dependiendo de la capacidad de producción de la empresa.

RECOMENDACIONES

- Es necesario realizar un estudio similar a las diversas empresas que se encuentran concentradas en la localidad de Samanco y Coishco , con la finalidad de poder cuantificar la Máxima demanda de GNL y determinar las características de comercialización de este combustible como un cliente mayor.
- Es necesario organizar y promover charlas de capacitación en el cual se difunda las bondades tecnológicas del gas natural como combustible a ser utilizado en la Industria, así como en el sector residencial.
- Estando a inicios de la realización del Proyecto de Masificación del gas Natural en el Perú, es deber de las Universidades asumir el reto de realizar diplomados, cursos o eventos relacionados a este tema, para concientizar a la futura demanda.
- Un estudio referente a la optimización del suministro de Gas Natural via gasoducto virtual utilizando gas de síntesis es aun un trabajo pendiente por realizar y determinar su viabilidad técnica y económica.
- Un trabajo pendiente está relacionado a la posibilidad de realizar estudios para combustionar gas natural en secadores de fuego directo, ya en desuso , esta actividad estaría impulsada por las bajas emisiones gaseosas de CO₂ y CO por la combustión del gas natural.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

TEXTOS:

INDECOPI. "Norma Técnica de Evaluación de calderos Pirotubulares".1 ° Edición. Perú. 2003. 40 p.

INDECOPI .NTP 111.019:2007 GAS NATURAL SECO. Estación de servicio para venta al público de gas natural vehicular . INDECOPI 2007.2ª Edición.

INDECOPI .NTP 111.031:2008 GAS NATURAL SECO. Estación de compresión, módulos contenedores o de almacenamiento y estación de descompresión para el gas natural comprimido (GNC). INDECOPI 2008.2ª Edición.

INDECOPI .NTP 111.032:2008 GAS NATURAL SECO. Estación de servicio de gas natural licuado (GNL), estaciones de servicio GNL-GNV, suministro GNL-GN a industrias, comercios y residencias. INDECOPI 2008.2ª Edición.

LEIDENGER, Otto. "Procesos Industriales". Editorial Fondo Editorial PUCP. 1 ° Edición. Perú. 1997. 283 p.
ISBN 9972420787

LLORENS MORRAJA. "Ingeniería Térmica ". Editorial marcombo. 1° Edición. España. 2009. 339 p.
ISBN 8426715311

Ministerio de Energía y Minas . D.S. N° 050-2008- REGLAMENTO DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC) Y GAS NATURAL LICUEFACTADO (GNL) Ministerio de Energía y Minas. 2008.

OCAMPO, José. "Situaciones y perspectivas del Gas natural Licuado en América Latina". United Nations. 2008. 68 p.

ISBN 9213231768

RODRÍGUEZ VIDAL, Carlos. "Regulación y control de un generador de vapor". Editorial Académica Española. 1° Edición, España 2009. 132 p.

ISBN 36-590395-00

SOTO CRUZ, Juan. " Fundamentos de ahorro de energía". Editorial UAY. 1° Edición. México. 2005. 112 p.

ISBN 958-7558-25-9

VARETTO, Raúl. "Conducción de generadores de vapor". Editorial Alsina de Buenos Aires. 1° Edición. Argentina.2012, 65 p.

ISBN 978-950-553-223-0.

TESIS CONSULTADAS:

BALTODANO Siccha, Michael Angeló,y HUAMAN , María. "Estudio técnico económico para la implantación de gasocentros virtuales de GNV desde Lima A Chimbote". Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. Universidad nacional del Santa. Perú, 2011. 180 p.

BARRETO, Felix y CASTILLO Fredy. "Optimización de la Productividad de la empresa Pesquera Ribaud SA mediante el uso de gas natural licuado en el Área de Calderos. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. Universidad Nacional del Santa. 2014. 109 p.

LEON MARCOS , Cesar. "Influencia del cambio de combustible petróleo r500 por gas natural en calderos para la reducción de los indicadores energéticos de la empresa Austral Group sac-2013. Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico. Universidad Cesar vallejo. 2013. 89 p.

MANRIQUE ESCOBEDO, Over. "Reconversión e instalación de un sistema de distribución de gas natural en la Cía. San Miguel Industrial S.A". Tesis para

optar el título de Ingeniero en Energía,. Universidad nacional del Santa. 2008 .
120 p.

VELASQUEZ PASCUAL, Kelvin. “Análisis de las tecnologías de abastecimiento de gas natural en la Estación de servicio Rentik para el consumo de Gas Natural en las Empresas Pesqueras – Chimbote Perú”. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. Universidad Nacional del Santa. 2014. 122 p.

LINKS:

ARIAS Graziani, Luis. “Libro del Gas Natural”. Aceros Arequipa. Perú. 2002.
[Consulta: 28 de agosto 2013].Disponible en:
<http://es.scribd.com/doc/32787914/El-Gas-Natural-Luis-Caceres-Graziani>

ARROYO CHALCO, Víctor . En su Informe “Beneficios de la conversión a gas natural de calderos”. Perú. 2006. [Consulta: 28 de octubre 2013].Disponible en:
<http://www.cinydesac.com/present/Beneficios-sustitucion-Residual-por-Gas-Natural.pdf>

CASTILLO Neira, Percy. “Manual de Combustión del Gas Natural”. Perú. 2011. [Consulta: 27 de setiembre 2013].Disponible en:
http://www.combustionindustrial.com/MANUAL_PRACTICO_DE_COMBUSTION_INDUSTRIAL.pdf

CASTILLO Neyra, Percy . “Manual Practico de Combustión Industrial.Peru.2010. [Consulta: 18 de enero del 2015].Disponible en:
http://www.combustionindustrial.com/MANUAL_PRACTICO_DE_COMBUSTION_INDUSTRIAL.pdf

CRYO ENERGY. “Cisternas Criogénicas”. Argentina. 2014. [Consulta: 4 de febrero del 2014].Disponible en:
<http://www.indox.com/es/productos/equipos/cisternas/cisterna-criogenica>

EUROCOMBUSTION.” Quemadores ECOFLAM BLU”. México 2014.
[Consulta: 12 de febrero del 2014].Disponible en:
<http://www.eurocombustion.com/instalaciones.phtml>

GNC ARGENTINA. “Gasoducto virtual”. Argentina. 2011. [Consulta: 4 de
setiembre 2013].Disponible en:
<http://www.gnc.org.ar/downloads/Descripcion-SIMT.pdf>

ANEXOS

LISTADO DE ANEXOS

ANEXO 1 METODOLOGIA DE CALCULO DE REDES INTERNAS DE DISTRIBUCION

ANEXO 2 GRAFICO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD PARA EL GAS NATURAL

ANEXO 3 SISTEMA DE TRANSPORTE CRIOGENICO

ANEXO 4 PLANTA SATELITE DE REGASIFICACION

ANEXO 5 CATALOGO DE QUEMADORES ECOFLAM PARA GAS NATURAL

ANEXO 6 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL LICUADO.

ANEXO 1 METODOLOGIA DE CALCULO DE REDES INTERNAS DE DISTRIBUCION

1.1 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS NATURAL :

Para cualquier sustancia pura cuyo comportamiento se asemeja a un gas ideal , en este caso el gas natural , se tiene la ecuación de gases ideales.

$$P.V = Z.R.T$$

Dónde:

P = presión absoluta.

V = volumen.

Z = factor de compresibilidad.

R = constante universal de los gases.

T = temperatura absoluta.

Cuando se trata de mezclas no se habla de peso molecular sino de peso molecular aparente y se calcula de acuerdo con la composición aplicando la ecuación:

$$M_a = \sum x_i M_i$$

Dónde:

x_i = fracción molar del componente i respectivamente.

M_i = peso molecular del componente i respectivamente.

M_a = peso molecular aparente.

De igual manera si se quiere expresar la composición en porcentaje por peso se aplica la ecuación:

$$\%m_i = \frac{x_i M_i}{\sum x_i M_i} 100$$

Obtención de Z para mezclas: en este caso las condiciones reducidas no se pueden obtener de tablas porque las mezclas no son compuestos puros, además cuando se trata de mezclas no se habla de condiciones críticas o reducidas sino de condiciones pseudocríticas y pseudoreducidas.

Para obtener las condiciones pseudocríticas se debe conocer la composición de la mezcla o la gravedad específica. Cuando se tiene la composición se puede aplicar el procedimiento de Kay para obtener las condiciones pseudocríticas.

El procedimiento de Kay es el siguiente:

$$sP_c = \sum x_i P_{ci}$$

$$sT_c = \sum x_i T_{ci}$$

Dónde:

sP_c = presión pseudocríticas de la mezcla.

sT_c = temperatura pseudocríticas de la mezcla.

X_i = fracción molar de cada componente en la mezcla.

P_{ci} = presión crítica de cada componente en la mezcla.

T_{ci} = temperatura crítica de cada componente en la mezcla.

Una vez calculados los valores de sT_c y sP_c , se calculan las condiciones pseudoreducidas:

$$sP_r = P / sP_c$$

$$sT_r = T / sT_c$$

Dónde:

sP_r = presión pseudoreducida de la mezcla.

sT_r = temperatura pseudoreducida de la mezcla.

1.2 CONSIDERACIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION INTERNA: Según la GAS Works, Pipe Flow Equations.

a. ECUACION DE WEYMOUTH

La ecuación de flujo usada en el informe es descrita como sigue:

$$Q = 1312,5 \frac{T_b}{P_b} \left(\frac{\Delta P}{GT_f LZ} \right)^{0,5} D^{2,667} E$$

Dónde:

Q = Flujo volumétrico, pie³/h

T_b = Temperatura base, Ranking

P_b = Presión base, psia

$$\Delta P = P_1^2 - P_2^2$$

G = Gravedad específica

T_f = Temperatura promedio del gas, Ranking

L = Longitud de la tubería, pie

Z = Factor de compresibilidad

D = Diámetro interno de la tubería, pulgadas

E = Eficiencia de la tubería

b. VELOCIDAD DE FLUJO INTERNO: Se evalúa según la siguiente ecuación:

$$V = 0,05093Q \left(\frac{P_b T_{AVE}}{P T_b D^2} \right)$$

Dónde:

V = velocidad del flujo de gas, pie/s

Q = Flujo volumétrico, pie³/h

P_b = Presión base, psia

T_{AVE} = Temperatura promedio del gas, Ranking

P = Presión más baja a lo largo de la tubería para la máx. Velocidad, psia

P = Presión promedio para la velocidad promedio, psia

T_b = Temperatura base, (°R)

D = Diámetro interno de la tubería, pulgadas

c. NUMERO DE REYNOLDS:

Se hace uso de la siguiente ecuación para la determinación del régimen de flujo:

$$Re = 0,01146 \left(\frac{P_b G Q}{T_b \mu D} \right)$$

d. PRESION PROMEDIO: El valor promedio de la presión a lo largo de un segmento de tubería es calculado como sigue:

$$P_{AVE} = \frac{2}{3} \left(P_1 + P_2 - \frac{P_1 P_2}{P_1 + P_2} \right)$$

e. TEMPERATURA PROMEDIO: El valor promedio de la temperatura a lo largo de un segmento de tubería es calculado como sigue:

$$T_{AVE} = \frac{(T_1 + T_2)}{2}$$

- 1.3 ESPESOR DE PARED DE TUBERIA DE ACERO : Ecuación tomada de la Norma ASME B 31.3 para tuberías de proceso.

$$t = \frac{P(d + 2c)}{2[SEW - P(1 - Y)]} \qquad t = \frac{PD}{2(SEW + PY)}$$

Dónde:

P = Presión de diseño, psig

S = Tensión mínima de fluencia especificada, psi

E = Factor de calidad

t = Espesor de la pared según presión de diseño, pulgadas

D = Diámetro exterior de la tubería, pulgadas

c = sobre espesor por corrosión, pulgadas

d = Diámetro interior de la tubería, pulgadas

W=Factor por junta de soldadura

Y = Coeficiente de tabla, válido para $t < D/6$

Y = $(d+2c) / (D+d+2c)$ para $t \geq D/6$.

- 1.4 SELECCIÓN DE COMPONENTES:

- 1.4.1 ACTUADOR NEUMATICO: Se tiene la siguiente ecuación:

$$T_{act} = T_{val} \cdot F_s \cdot F_f$$

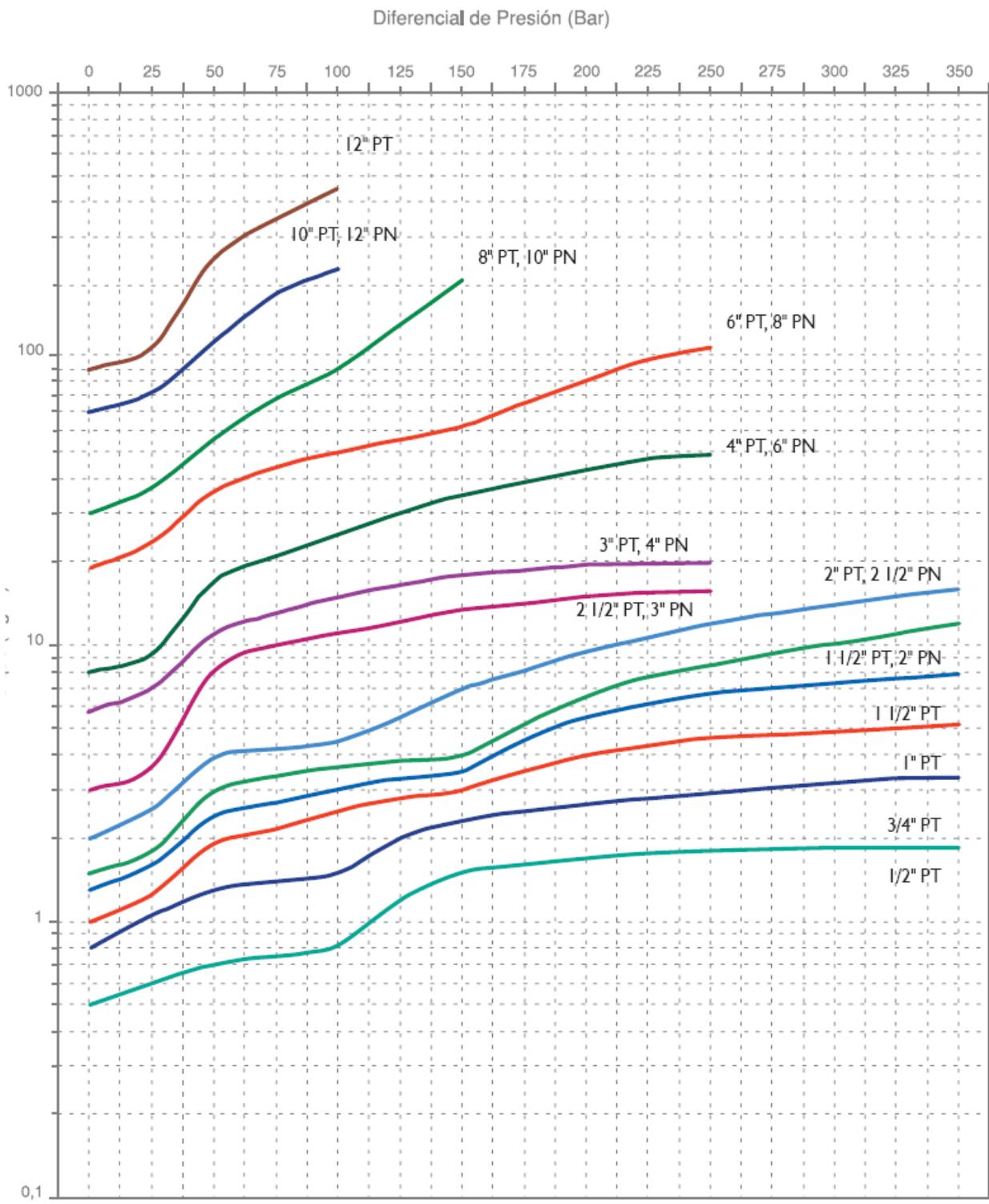
Dónde:

T_{act} = Torque producido por actuador

T_{val} = Torque requerido de la válvula

F_s = Factor de Seguridad

F_f = Factor de fluido



NOMOGRAMA . TORQUE DE ACCIONAMIENTO DE VALVULA ESFEROMATIC

1.4.2 SELECCIÓN DE MEDIDOR DE FLUJO

Se utiliza un medidor de gas a pistones rotativos, cuerpo de aluminio con conexiones bridadas ANSI 150 de máxima presión de operación igual a 16 barg (opción a 19.3 barg).

Su Selección dependerá del flujo y presión máxima de operación de la línea de gas.

Registra valores de volumen de flujo determinado en condiciones de temperatura y presión del gas en la línea, este volumen es el parámetro de selección que diferencia distintos modelos de medidores categorizados desde G0.6 hasta G650 como se tiene en el cuadro N°01

CUADRO : CAPACIDAD DE MEDIDORES TIPO ROTATIVO

Capacidad de Medidores		
Designación del Medidor de Gas "G"	Q _{máx} m ³ /h PRESIÓN=1 ATM	Q _{mín} m ³ /h VARIABLE
0,6	1	0,016
1	1,6	0,016
1,6	2,5	0,016
2,5	4	0,025
4	6	0,040
6	10	0,060
10	16	0,100
16	25	0,160
25	40	0,250
40	65	0,400
65	100	0,650
100	160	1,000
160	250	1,600
250	400	2,500
400	650	4,000
650	1000	6,500

El cálculo del máximo flujo real que se requiere registrar en el medidor se determina mediante los valores de presión y flujo estándar de admisión del gas en la entrada del compresor, se evalúa ambos casos convirtiendo el flujo a condiciones estándar a condiciones de presión y temperatura real mediante el uso de la Ley General de los Gases Ideales, y así obtener ambos valores tanto máximo como mínimo flujo real el cual el medidor se necesita que registre.

LEY GENERAL DE LOS GASES IDEALES

$$\frac{P_1 \cdot V_1}{T_1} = \frac{P_2 \cdot V_2}{T_2}$$

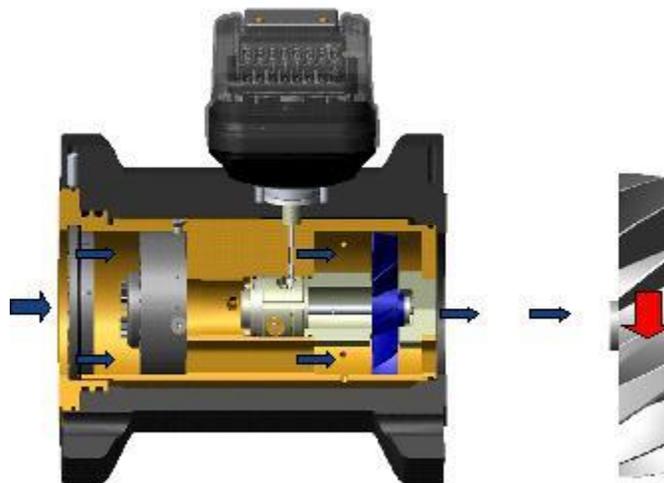


FIGURA: MEDIDORES TIPO ROTATIVO

1.4.3 SELECCION DE ELEMENTO FILTRANTE

Parámetros a considerar:

- Velocidad en el elemento filtrante debe ser como máximo 0.3 m/s
- Presión mínima y máxima y mínima de aspiración de gas del Compresor.
- Caudal mínima y máxima y mínima de aspiración de gas del Compresor.

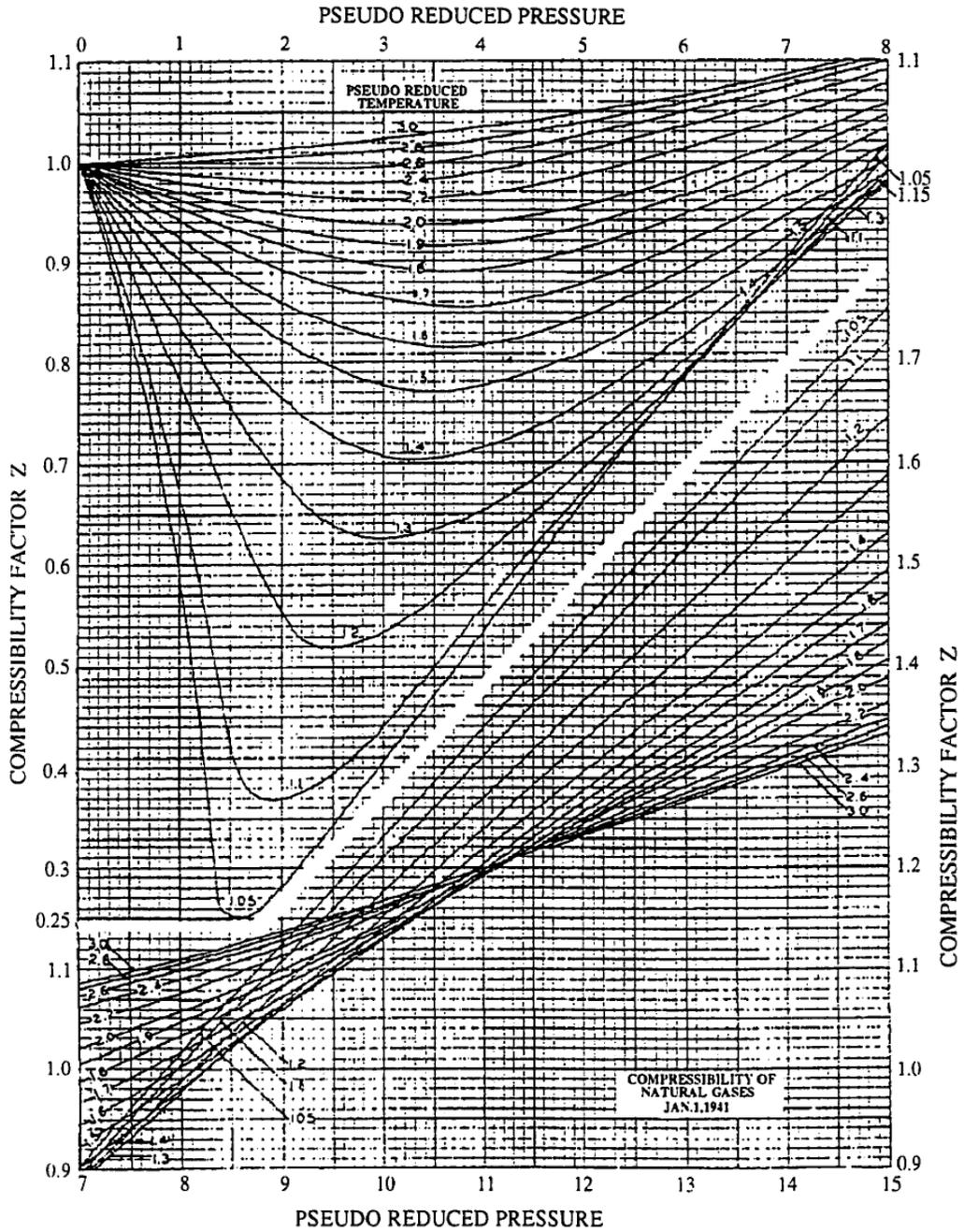
Los filtros de gas se seleccionan por cartucho, están categorizados por del área del mismo desde el tipo G0.5 hasta G6. La elección del tipo de cartucho dependerá de no exceder un flujo de gas de 0.3m/s dentro del mismo.

TABLA : TIPOS DE FILTROS

Dimensions (mm) and Weights (Kg)
Masse (mm) und Gewichte (Kg)
Dimensions (mm) et Poids (Kg)
Dimensioni (mm) e pesi (Kg)

Type Typ Type Tipo	A	B	H	cm ²	Kg
G 0,5	80	35	120	600	0,200
G 1	95	50	165	1250	0,300
G 1,5	120	69	210	2300	0,500
G 2	165	86	271	4700	1,200
G 2,5	200	110	263	7250	1,500
G 3	252	138	320	9500	2,200
G 3,5	299	186	250	9500	3,000
G 4	299	186	415	14500	3,400
G 5	390	246	470	23000	5,300
G 6	475	320	625	42000	7,200

ANEXO 2 GRAFICO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD PARA EL GAS NATURAL



ANEXO 3 SISTEMA DE TRANSPORTE CRIOGENICO



DATOS BÁSICOS

- Producto a transportar: Homologado para LIN-LOX-LAR-LNG
- Normativa: ADR / TPED / IMDG(opcional)
- Volumen total nominal: 24.000-30.000-50.000 - 54.000- 58.000 lts
- Tipo: Semitrailer
- Dimensiones: Diámetro exterior: 2.400 - 2.545 -2.600mm
- Largo total: Hasta 14.040 mm
- Altura máxima: Hasta 4.00mm
- Tara aproximada: Desde 9.800-14.000-16.500 kg

DEPÓSITO INTERIOR

- Material: Acero inoxidable
- Presión máxima de servicio: 3 - 7 bar
- Temp. de diseño: - 196°C
- Vacío + MLI (Superinsulation)
- Aislamiento: Vacío + perlita

DEPÓSITO EXTERIOR

- Material: Acero al carbono /Acero inoxidable Duplex
- Acabado: Pintado al horno según cliente

ANEXO 4 PLANTA SATELITE DE REGASIFICACION



Características básicas

Sistema modular configurable

Equipos transportables

Suministro doméstico

Suministro industrial

Proyectos de generación eléctrica

Definición de plantas según necesidades de presión, caudal, etc.

Descripción modular

Módulo depósito

Almacenamiento criogénico

Sistema seguridad aparatos a presión

Sistema carga / descarga

Controles: nivel, presión, temperatura, vacío

Módulo descarga

Adaptable a sistema de transporte

Módulo gasificación

Sistema de gasificación adaptado a necesidades

Controles: presión, temperatura, etc.

Módulo regulación

Sistema de seguridad de planta

Sistema de odorización

ANEXO 5 CATALOGO DE QUEMADORES ECOFLAM PARA GAS NATURAL

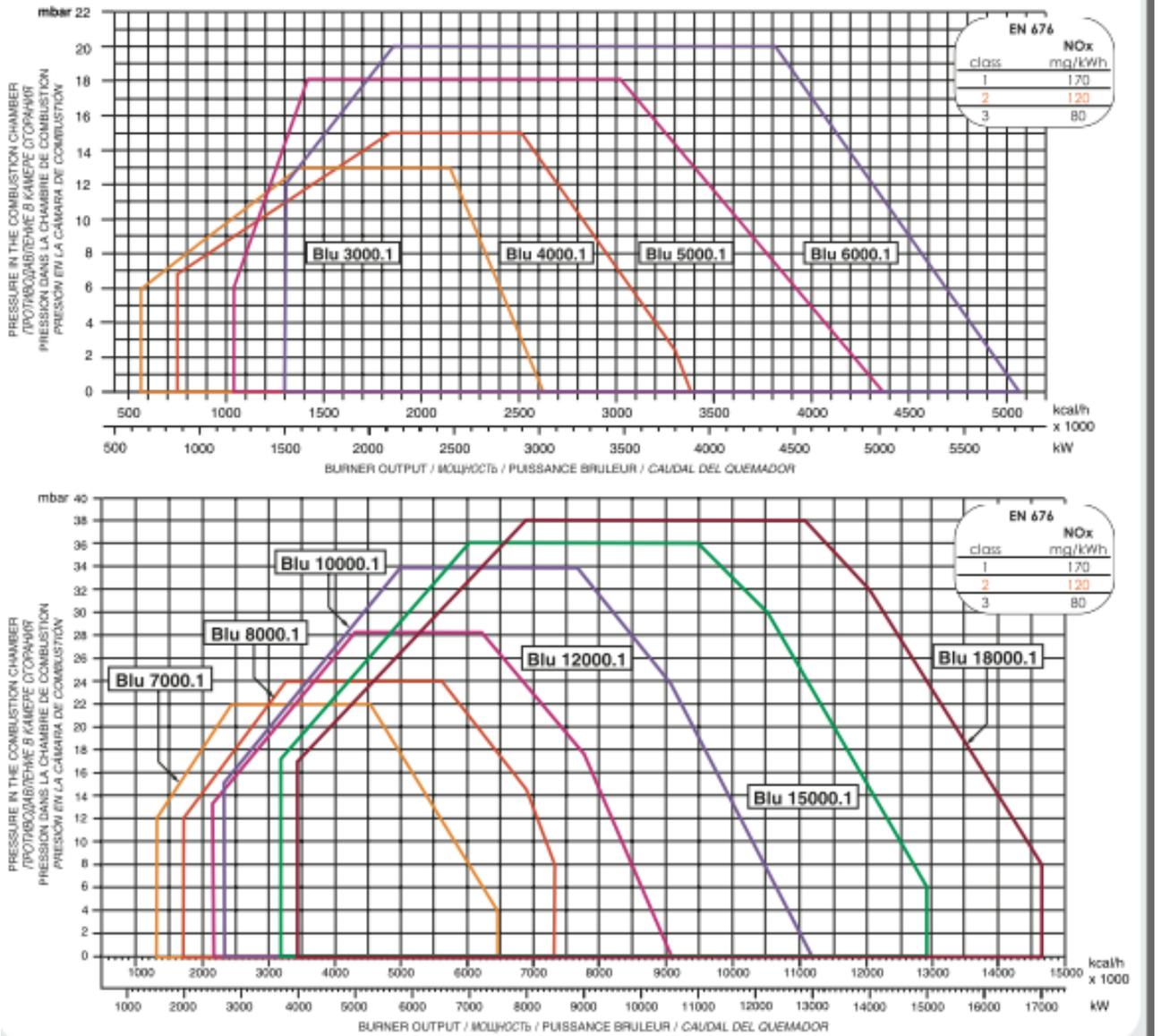
5.1 ASPECTOS TECNICOS:

TECHNICAL DATA / ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ / DONNEES TECHNIQUES / DATOS TECNICOS									
MODELS МОДЕЛИ MODELOS	Output Тепловая мощность Puisance calorifique Potencia térmica max./max.		Output Тепловая мощность Puisance calorifique Potencia térmica min./мин.		Gas pressure Давление газа Pression gaz Presión gas min./max. мин./макс.	Power supply Электропитание Tension Tensión eléctrica	Motor Мощность двигателя Moteur Motor	Class Класс Classe Clase	Operation Модификация Fonctionnement Funcionamiento
	kW	kcal/hx1000	kW	kcal/hx1000	mbar	V	kW	NOx	
	кВт	ккал/час x 1000	кВт	ккал/час x 1000	мбар	В	кВт		
BLU 350.1 Low NOx	350	301	100	126,42	17 ÷ 500	230	0,3	3	P-P AB-PR
BLU 400.1	400	345	100	126,42	18 ÷ 500	230	0,3	2	P-P AB-PR
BLU 500.1 Low NOx	500	430	230	197,8	17 ÷ 500	230/400	0,55	3	P AB-PR-MD
BLU 500.1	500	430	180	155,2	15 ÷ 500	230/400	0,55	2	P AB-PR-MD
BLU 700.1 Low NOx	700	602	270	232,2	15 ÷ 500	230/400	0,74	3	P AB-PR-MD
BLU 700.1	700	602	225	194	15 ÷ 500	230/400	0,74	2	P AB-PR-MD
BLU 1000.1 Low NOx	875	752,5	280	240,8	30 ÷ 500	230/400	1,1	3	P AB-PR-MD
BLU 1000.1	970	836,2	245	211,2	25 ÷ 500	230/400	1,1	2	P AB-PR-MD
BLU 1200.1 Low NOx	1.100	946	290	249,4	20 ÷ 600	230/400	2,2	3	P AB-PR-MD
BLU 1200.1	1.200	1034,5	260	224,14	25 ÷ 600	230/400	2,2	2	P AB-PR-MD
BLU 1500.1 Low NOx	1.550	1336,2	300	259	30 ÷ 700	230/400	3	3	P AB-PR-MD
BLU 1700.1	1.770	1.526	342	295	20 ÷ 700	230/400	3	2	P AB-PR-MD
BLU 2000.1	2.150	1.853,45	414	356,9	23 ÷ 700	230/400	4	2	P AB-PR-MD

Fuel : Natural Gas (L.C.V. 8.570 kcal/Nm³), LPG (L.C.V. 22.260 kcal/Nm³) Вид топлива : Природный газ (нормальная теплота сгорания: 8.570 ккал/м³),
 Combustible : Gaz Naturel (L.C.V. 8.570 kcal/Nm³), LPG (L.C.V. 22.260 kcal/Nm³) Combustible : Gas Natural (L.C.V. 8.570 kcal/Nm³), GPL (L.C.V. 22.260 kcal/Nm³)

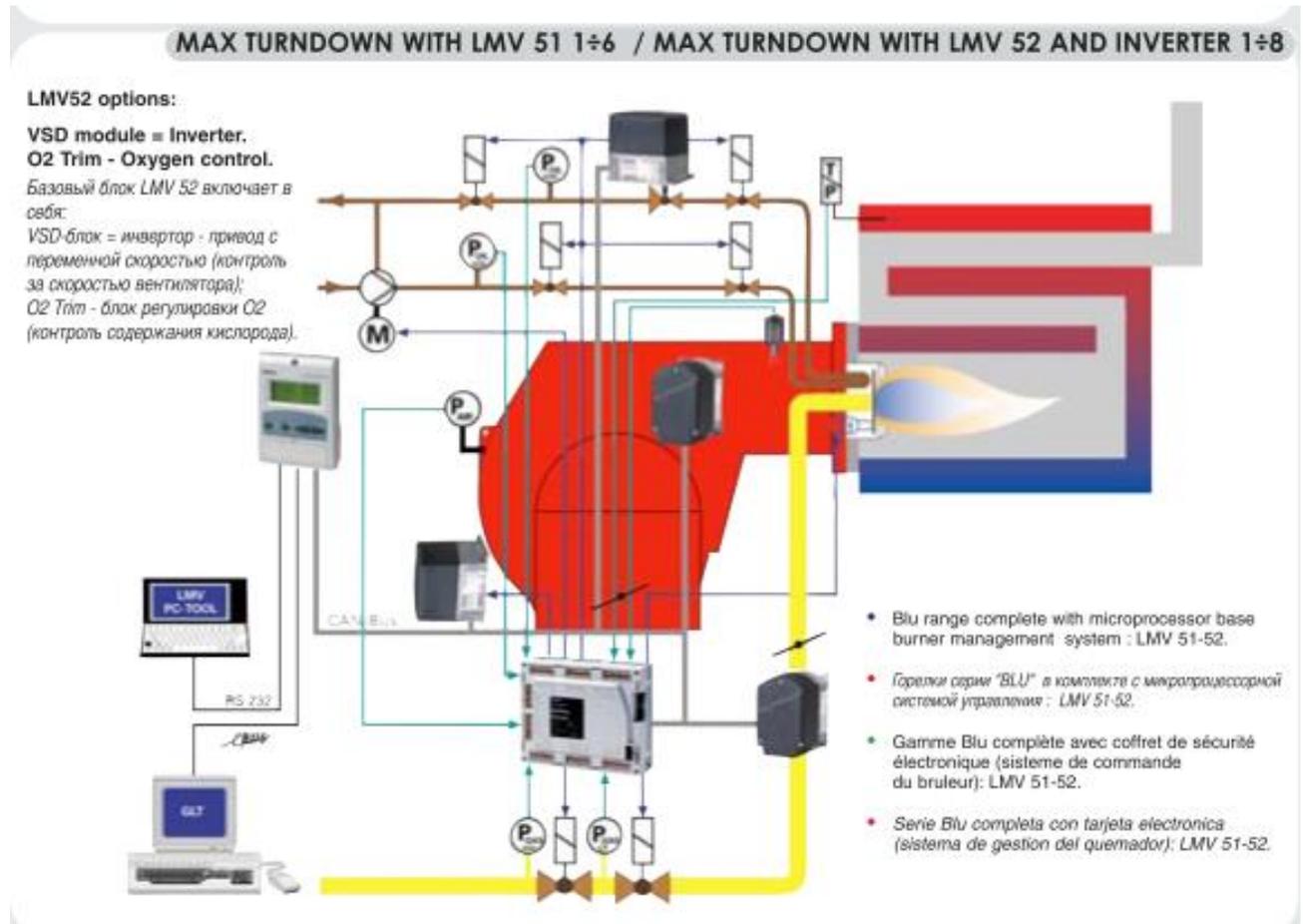
FUENTE : ECOFLAM

5.2 NOMOGRAMA PARA ESPECIFICACIONES TECNICAS:



FUENTE : ECOFLAM

5.3 DETALLES DE CONTROL DE QUEMADORES A GN



FUENTE : ECOFLAM