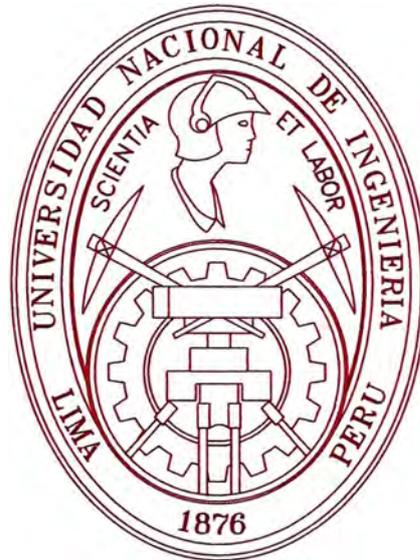


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**ESTUDIO TÉCNICO PARA EL REEMPLAZO DE
COMBUSTIBLES RESIDUALES POR GAS NATURAL
EN HORNOS Y CALDEROS DE UNA REFINERÍA DE
PETRÓLEO**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO**

FÉLIX MANUEL DÁVILA HUAMÁN

PROMOCIÓN 1998 - II

LIMA - PERÚ

2010

A la memoria de mis padres, por su amor y entrega para darme todo y por enseñarme a seguir y hacer realidad mis sueños.

A mi familia, por su cariño y por el apoyo incondicional que siempre me han dado para seguir mis proyectos y por todo el tiempo que no pude estar con ellos durante el desarrollo del presente trabajo.

TABLA DE CONTENIDOS

	<u>Página</u>
PRÓLOGO	01
1. INTRODUCCIÓN.....	04
1.1. Antecedentes.....	04
1.1.1. Descripción de la planta	06
1.1.2. Combustibles usados en la planta	08
1.1.3. Esquema energético actual de la planta	09
1.2. Objetivos	11
1.3. Alcances del Proyecto	11
1.4. Limitaciones	12
2. EL GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA	13
2.1. Antecedentes del Gas Natural en el Perú.....	13
2.1.1. Reservas de Gas Natural	16
2.1.2. Transporte del Gas Natural	17
2.1.3. Distribución del Gas natural en Lima y Callao	19
2.2. Usos del Gas Natural	20
2.2.1. Ventajas del Gas Natural.....	21
2.2.2. Composición del Gas Natural.....	22
2.3. Estructura Tarifaria del Suministro de Gas Natural	24
2.3.1. Tarifa en Boca de Pozo	24
2.3.2. Tarifa de Transporte por Red Principal	24
2.3.3. Tarifa de Distribución.....	24
2.4. Comercialización del Gas Natural	26
2.4.1. Niveles de Demanda	26
2.4.2. Tipos de Consumidores.....	27
2.5. Terminología de Contratos y Sistemas de Gas Natural	28
2.5.1. Términos asociados a Contratos.....	28
2.5.2. Términos asociados a Sistemas de Gas Natural.....	29
2.6. Componentes del Sistema de Suministro de Gas Natural	31
2.7. Normas de Aplicación a Instalaciones de Gas Natural	34
2.7.1. Habilitación de Instalaciones Internas.....	34
2.7.2. Normas de Diseño y Construcción.....	38

3.	SITUACIÓN ACTUAL DE LA PLANTA	39
3.1.	Consumo Energético	39
3.1.1.	Red de Fuel Gas Combustible	39
3.1.2.	Red de Fuel Oil	42
3.1.3.	Red de Residual de Vacío	42
3.2.	Eficiencia Térmica de Equipos de Combustión	46
3.3.	Disponibilidad de Equipos de Combustión	49
3.4.	Emisiones de Gases de Combustión a Atmósfera	50
3.5.	Resumen de las Condiciones Operativas Actuales	53
4.	SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES	55
4.1.	Intercambiabilidad de Combustibles Gaseosos	55
4.1.1.	Índices de Intercambiabilidad de Gases	56
4.2.	Combustibles Gaseosos producidos en Refinería	60
4.3.	Evaluación de la Intercambiabilidad de combustibles gaseosos	62
4.4.	Requerimientos de Gas Natural en la Planta	64
4.4.1.	Cálculo del consumo de Gas Natural	65
4.4.2.	Demanda Futura de Gas Natural	69
4.5.	Requerimientos Operativos de los Equipos de Combustión	70
4.5.1.	Niveles de Presión de Suministro de Gas Natural	71
4.6.	Contrato de Suministro	72
4.7.	Reducción de Emisiones a Atmósfera	73
5.	DESCRIPCIÓN DEL SUMINISTRO, OPERACIÓN Y CONTROL DEL GAS NATURAL A PLANTA	75
5.1.	Equipos e Instalaciones de Proceso	75
5.1.1.	Por parte de la Distribuidora (Cálida)	75
5.1.2.	Por parte de Refinería	76
5.2.	Estimación del Diámetro del colector de Gas Natural	79
5.3.	Descripción del Proceso de Suministro	81
5.3.1.	Red de Suministro a alta presión	81
5.3.2.	Estación de Filtrado de alta presión (EF-1)	81
5.3.3.	Estación de Regulación y Medición (ERM-1)	82
5.3.4.	Estación de Regulación de Presión (ERP-1)	83
5.3.5.	Estación de Medición (EM-1)	83
5.3.6.	Sistema de Control de distribución de gas natural	84
6.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	87
6.1.	Inversión del Proyecto	88
6.2.	Ahorro Económico	89
6.2.1.	Datos de Cálculo	89
6.3.	Rentabilidad	92
6.3.1.	Análisis de Sensibilidad	92
6.4.	Cronograma Estimado de Ejecución	97

CONCLUSIONES	98
BIBLIOGRAFÍA	102
ANEXOS	
I. Esquema Actual de Suministro de Fuel Gas de Refinería.....	103
II. Esquema Futuro de Suministro de Gas Natural a Refinería	104
III. Variables Operativas del Suministro de Gas Natural (actual)	105
IV. Variables Operativas del Suministro de Gas Natural (futuro)	106
V. Simulación: Sistema de Gas Natural (caso consumo actual)	107
VI. Simulación: Sistema de Gas Natural (caso consumo futuro)	108
VII. Vista de Planta de la Instalación de Gas Natural.....	109
VIII. Detalle del Presupuesto del Proyecto	110
IX. Cronograma Estimado de Ejecución.....	111
X. Especificaciones Técnicas para Tuberías para Gas Natural	112
XI. Cálculo del Costo de Gas Natural (Clientes independientes)	113

PROLOGO

El presente trabajo efectúa el estudio técnico para el reemplazo de combustibles residuales por Gas Natural en una refinería de petróleo. Dicho estudio es el anteproyecto de un proyecto de inversión, el cual es la base para determinar los lineamientos, requisitos y alcances requeridos para llevar a cabo las fases siguientes, una vez que se haya determinado en este estudio que el proyecto es factible operativa y económicamente.

El capítulo 1 efectúa una descripción breve del sistema actual de la refinería de petróleo, describiendo las principales unidades de proceso, sistema de utilities y las condiciones operativas existentes en la actualidad.

El capítulo 2 describe el desarrollo de la industria del gas natural en el Perú, antecedentes históricos de su explotación y situación actual de las reservas existentes. Se describe además la infraestructura instalada para su transporte y distribución, y la normativa desarrollada por el Perú para promover su uso masivo en la industria. En este punto se contempla las características del gas natural de Camisea y las ventajas de su utilización en la industria. Además se describen los principales componentes que poseen las redes de suministro de gas natural.

El capítulo también describe las características de la estructura tarifaria del suministro de gas natural por destino de uso y tipos de consumidores,

además de presentar los costos definidos en la actualidad por OSINERGMIN y los lineamientos a seguir para la habilitación del suministro en instalaciones industriales.

En el capítulo 3, describe en forma detallada la situación actual de la planta, con énfasis en el sistema energético del sistema y las redes de suministro de combustibles a la planta. El capítulo detalla el control operativo de las redes de combustible y se listan las principales limitaciones que se tienen por el uso de combustibles residuales como fuente principal de suministro energético. Además se contempla la situación de las emisiones gaseosas a atmósfera de acuerdo a los tipos de combustibles usados.

En el capítulo 4 se efectúa la evaluación de la intercambiabilidad de combustibles gaseosos usados en la planta, con el gas natural como combustible alternativo. El capítulo contempla una breve teoría del análisis de intercambiabilidad de gases combustibles, parámetros de análisis, así como los principales problemas asociados que se pueden presentar en los equipos de combustión, en los que se prevé efectuar el cambio respectivo de combustible gaseoso.

El capítulo además del análisis de intercambiabilidad, determina el grado de sustitución energética de combustibles residuales por gas natural de acuerdo a las características de los combustibles y a la fiabilidad operativa de la planta. En base a la sustitución resultante se define los caudales volumétricos y define la capacidad de contrato requerida. El desarrollo además permite el cálculo de la reducción de las emisiones gaseosas a atmósfera.

El capítulo 5 describe el sistema de suministro de gas natural a la refinería. Se diferencian las instalaciones externas (red de alta presión a cargo del concesionario) y la instalación correspondiente al interior de refinería. En este punto se efectúa el dimensionamiento del colector de gas natural por simulación, de acuerdo a los caudales de suministro definidos en el capítulo anterior. El capítulo además describe todo el proceso de control del suministro futuro, considerando el control actual existente en la planta, diferenciando el destino del gas natural para la generación eléctrica (unidad de cogeneración) y a las plantas de refino.

El capítulo 6 efectúa la evaluación económica del proyecto. Se determina la rentabilidad y se hace un análisis de sensibilidad de la rentabilidad y el periodo de recuperación de la inversión del proyecto, frente a la variación de los precios de los combustibles actuales, precio del gas natural y la variación del monto de inversión calculado. Se presenta además el cronograma estimado de ejecución del proyecto considerando las principales actividades que se llevarán a cabo para la construcción del sistema.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda energética existente en el mundo actual y el incremento continuo del costo de la energía, exige a la industria en general la mejora continua e innovación tecnológica de sus procesos, para disminuir los costos operativos derivados del consumo energético, la minimización del impacto ambiental de los procesos productivos, en un entorno de mercado globalizado que exige cada vez la mejora de los estándares de calidad de los productos.

1.1 ANTECEDENTES

El presente informe considera el caso de una refinería de petróleo de 110,000 barriles/día de capacidad operativa de refino. La refinería procesa el petróleo para la obtención de combustibles con valor agregado (GLP, gasolinas, kerosene, turbo, diesel, residuales, asfaltos, etc.) requeridos para la operación de la industria en general y equipos de automoción.

El refino del petróleo requiere del suministro de una gran cantidad de energía en todos los procesos que la componen. El costo energético representa más del 50% del costo operativo total de la planta, por lo que tiene una gran incidencia en el margen de refino (US\$/barril de crudo procesado) y por ende en la rentabilidad de la refinería.

Por tanto dentro del programa de inversiones de la empresa, se ha considerado la inclusión dentro de su presupuesto, efectuar el estudio de pre-factibilidad para llevar a cabo la sustitución de los combustibles residuales usados en los equipos de combustión en la actualidad (fuel oil y residuo de vacío), por Gas Natural, motivada por el menor costo económico de éste último, y el incentivo de su uso masivo de acuerdo a la reglamentación actual del país.

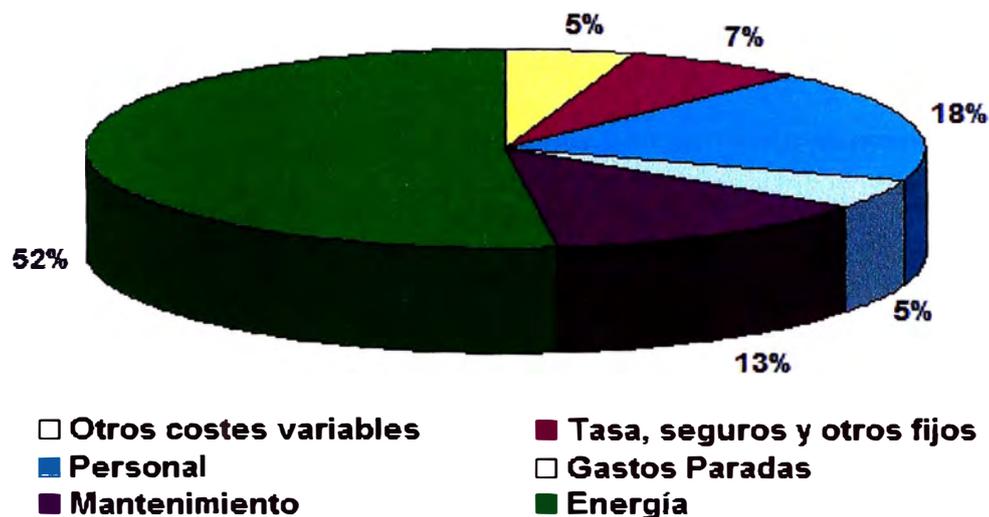


Figura 1.1: Esquema de Costos del refino de petróleo

En este estudio se ha descartado el uso del gas licuado de petróleo (GLP) debido a su mayor costo económico respecto al gas natural y por ende al de los combustibles residuales usados, aún cuando su uso en refinería es viable desde el punto de vista operativo.

1.1.1 Descripción de la Planta

Las principales unidades operativas que conforman la refinería de petróleo son las siguientes:

- a. Unidad de Destilación Primaria (UDP): El crudo almacenado en tanques se bombea a esta unidad y se calienta en hornos de combustión hasta una temperatura de 360°C. La corriente parcialmente vaporizada ingresa a una columna de destilación en donde se efectúa la separación de los componentes de la carga, obteniéndose GLP, gasolinas, kerosene, diesel y un residual llamado Crudo Reducido que queda en el fondo de la columna.
- b. Unidad de Destilación al Vacío (UDV): El crudo reducido ingresa a esta unidad y es calentado en hornos de combustión hasta una temperatura de 400°C. La corriente parcialmente vaporizada ingresa a una columna de destilación al vacío en donde se efectúa la separación de otros componentes más pesados como el LVGO¹, HVGO² y Residuo de Vacío que queda en el fondo de la columna. La presión de vacío en la columna se obtiene mediante eyectores de vapor localizados en el tope de la misma.
- c. Unidad de Craqueo Catalítico (FCC): El HVGO de la unidad de destilación al vacío ingresa a ésta unidad y es inyectada a un reactor con la adición de un catalizador, generándose una reacción exotérmica en donde se lleva a cabo el craqueo (rotura) de cadenas largas de moléculas de carbono, dando lugar a la formación de cadenas más cortas (productos más ligeros), los que son separados en una columna de destilación adyacente al reactor. Los productos que se obtienen son GLP, gasolina de alto octanaje, LCO (Light Cycle Oil),

¹ LVGO: Light Vacuum Gas Oil

² HVGO: Heavy Vacuum Gas Oil

HCO (Heavy Cycle Oil) y un residual llamado Slurry que queda en el fondo de la columna.

- d. Unidad de Visbreaking (UVB): Denominada también Viscoreductora. El residual de vacío se calienta en hornos de combustión hasta una temperatura de 460°C. A dicha temperatura se produce el craqueo térmico de la carga (rotura de cadenas largas de moléculas de carbono) obteniéndose productos menos viscosos como el LVBGO³, HVBGO⁴ y un residual que queda en el fondo de la columna a partir del cual se preparan los combustibles residuales para la venta (residual 500, residual 6, etc.).
- e. Unidades de Unifining y Platforming (UF-PT): En estas unidades se lleva a cabo la desulfurización e incremento del octanaje respectivamente de las gasolinas provenientes de la Unidad de Destilación Primaria.
- f. Unidad de Merox (UM): Esta unidad elimina los compuestos azufrados del kerosene producido en la unidad de destilación primaria (mediante lavado con soda cáustica). El producto resultante es el Turbo A1, que es el combustible usado en la aviación.

³ LVBGO: Light Visbreaking Gas Oil

⁴ HVBGO: Heavy Visbreaking Gas Oil

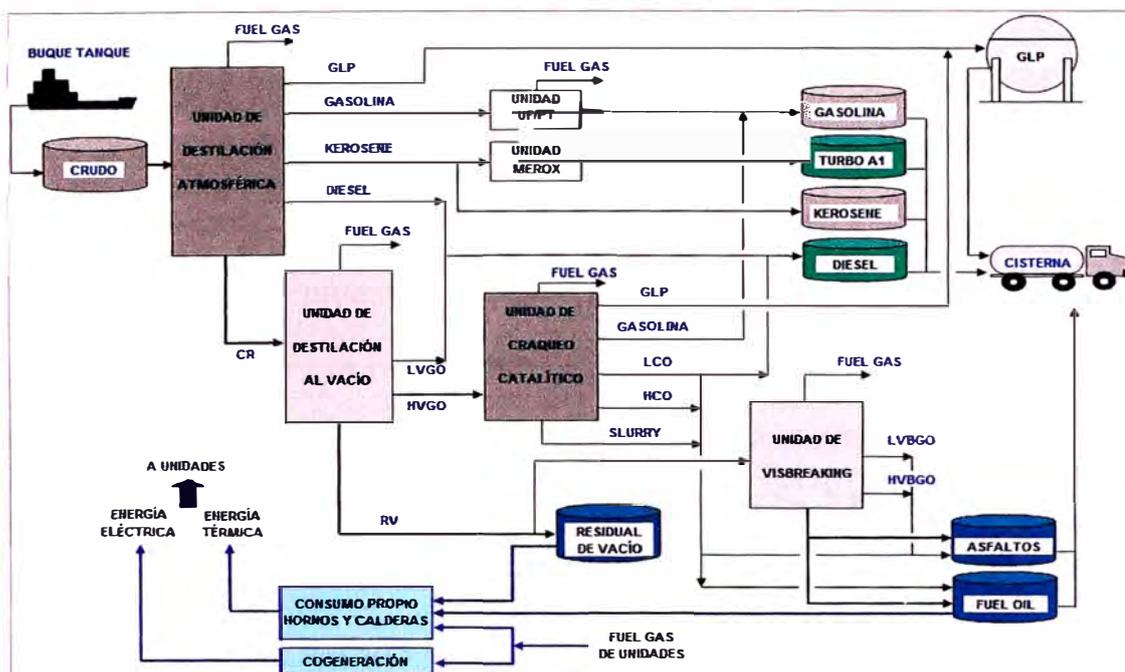


Figura 1.2: Diagrama Esquemático de la Refinería de Petróleo

- g. Servicios Industriales (Utilities): Comprende a todas las unidades que suministran los servicios auxiliares requeridos por los procesos que se desarrollan en la planta. Comprende la generación de vapor en calderas, Unidad de Cogeneración, sistema de combustibles, agua cruda, agua tratada, aire comprimido, sistema de enfriamiento, etc.

1.1.2 Combustibles Usados en la Planta

La energía térmica requerida por el proceso es obtenida a través de la quema de combustibles en 11 hornos de proceso, 3 calderas de vapor y en una unidad de cogeneración de 10 MW de generación eléctrica.

Los combustibles usados son:

- i. Residuo de Vacío: proveniente de los fondos de la columna de la unidad de destilación al vacío que tiene una viscosidad de hasta

25,000 cSt a 100°C. Para su óptimo quemado se requieren temperaturas alrededor a los 300°C.

- ii. Fuel Oil: obtenido por preparación a partir de los fondos de la columna de la unidad de Visbreaking. Tiene una viscosidad de 3,500 cSt a 50°C y para su quemado se requieren temperaturas alrededor de los 150°C.
- iii. Fuel Gas: combustible gaseoso compuesto mayormente de metano, etano e hidrógeno, el cual es obtenido como subproducto de los procesos de las unidades de refinería. Su disponibilidad es variable dependiendo del tipo de crudo que se procesa.

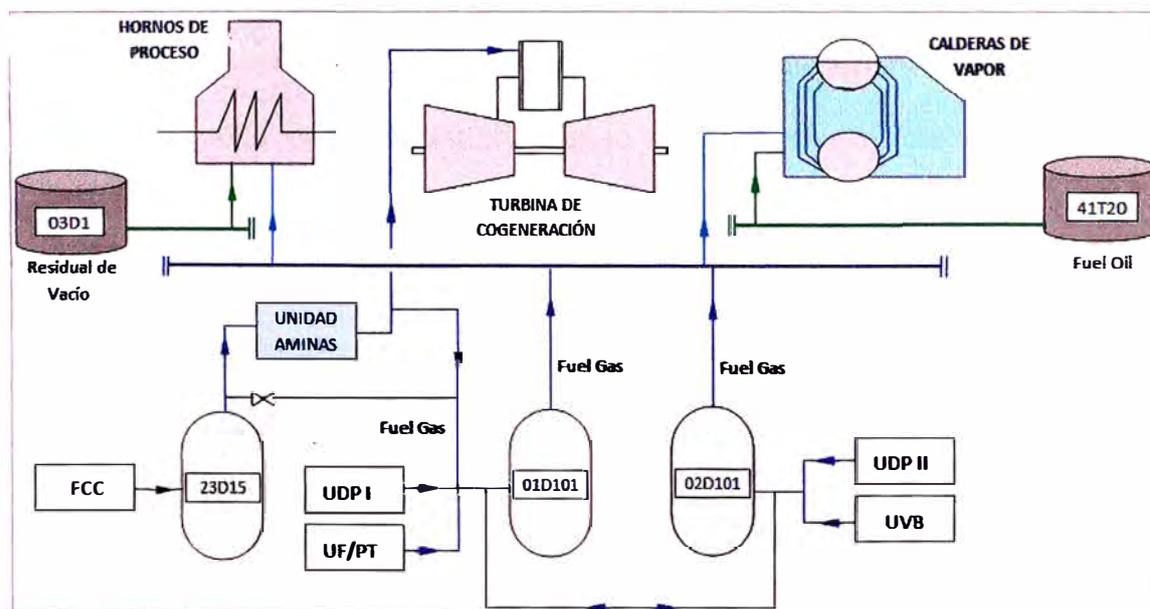


Figura 1.3: Diagrama Esquemático del Suministro de Combustibles de la Planta

1.1.3 Esquema Energético Actual de la Planta

El consumo energético de la planta depende de la carga operativa de las unidades, eficiencia de los equipos de combustión (hornos,

calderas y cogeneración) y de las características del combustible usado. Los combustibles gaseosos se queman más fácilmente que los combustibles residuales, pero la disponibilidad del fuel gas en refinería es variable y su cantidad no es suficiente para cubrir las necesidades de energía. Por tal motivo para cubrir el total de demanda energética de la planta, se requiere el uso de combustibles residuales como el fuel oil y el residuo de vacío.

El uso de combustibles residuales en equipos de combustión frente al uso de combustibles gaseosos tiene las siguientes desventajas:

- Variabilidad en los costos de suministro debido a la relación directa que tienen con el precio del crudo, impactando en el margen de refino.
- Menor eficiencia de combustión debido a la naturaleza del combustible lo que se traduce en un mayor consumo en equipos y por ende en mayores costos de energía.
- Pérdida acentuada de la eficiencia térmica global de los equipos de combustión debido a una mayor generación de inquemados que se depositan en las superficies de intercambio de calor (zonas de convección), limitando la transferencia de calor, incrementando el consumo energético.
- Mayor frecuencia de paradas por mantenimiento de equipos de combustión para la realización de limpieza química o mecánica de zonas de convección, originando pérdidas por paradas de planta (baja confiabilidad operativa) o disminución de la producción.
- Mayores niveles de emisiones a atmósfera de gases de efecto invernadero (CO, CO₂, NO_x) y de compuestos SO_x, este último por mayor contenido de azufre respecto a los combustibles gaseosos.

1.2 OBJETIVOS

Disminuir la dependencia del uso de combustibles residuales en equipos de combustión de refinería, efectuando su reemplazo por Gas Natural, aprovechando las reservas existentes y el marco legal actual en el Perú, el cual fomenta uso masivo en el sector industrial y en la generación de energía eléctrica.

El cambio de combustibles residuales por Gas natural en equipos de combustión de refinería, tiene como fin:

- Obtener ahorro económico por el uso de Gas Natural debido al menor costo que tiene respecto a los combustibles residuales actuales.
- Mejorar la confiabilidad operativa de los equipos de combustión por menor nivel de ensuciamiento de las zonas de intercambio de calor.
- Disminuir el consumo energético de los equipos de combustión por la operación en niveles de mayor eficiencia.
- Disminuir el nivel de emisiones de CO₂ y compuestos de SO_x debido a la quema de un combustible más limpio.
- Proporcionar mayor estabilidad operativa al sistema de suministro de combustibles gaseosos al minimizar las variaciones de disponibilidad del fuel gas usado actualmente.

1.3 ALCANCE DEL PROYECTO

El logro de objetivos se ve afectado por las siguientes consideraciones que serán tratadas en el informe:

Evaluación de diferentes panoramas de operación de la refinería para determinar el consumo máximo y mínimo de gas natural. El consumo

requerido definirá el dimensionamiento de las redes de distribución y el costo de inversión correspondiente.

Evaluación de la intercambiabilidad del combustible gaseoso actual (fuel gas de refinería) con el gas natural para su uso en hornos, calderas y unidad de cogeneración, considerando los índices desarrollados para tal fin, y definir los cambios técnicos en caso ser requeridos.

Determinación de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero debido a la sustitución de combustibles residuales.

Determinación del ahorro económico de considerando la variabilidad del precio de los combustibles residuales (tendencia de acuerdo al precio del crudo) y de los ajustes de precios que se efectúan al gas natural de acuerdo al marco legal vigente. Por tal motivo se efectuará un análisis de sensibilidad y cálculo de rentabilidad para cada panorama económico.

1.4 LIMITACIONES

La confiabilidad del suministro de gas natural en la actualidad implica considerar la evaluación de sustituciones parciales de combustibles residuales de manera que no se comprometa la fiabilidad operativa de la refinería en caso de corte súbito o falta de suministro. Dicha limitación influirá en el ahorro potencial que puede lograrse con el proyecto.

CAPÍTULO 2

EL GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA

El gas natural es un combustible fósil formado por una mezcla de gases hidrocarburos como metano, etano, propano, butano, pentano y superiores, y no hidrocarburos como anhídrido carbónico, oxígeno y otros; que se encuentra presente en formaciones geológicas porosas subterráneas, frecuentemente asociadas con petróleo, siendo su componente principal el metano. Es un combustible incoloro, inodoro, no tóxico e insípido.

2.1 ANTECEDENTES DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ

Entre los años 1983 y 1987, la empresa Shell en un lote de 2 millones de hectáreas en la parte sur de la cuenca Ucayali, mediante la ejecución de 3,000 km. de líneas sísmicas y la perforación de 5 pozos exploratorios permitió que dos yacimientos fueran descubiertos en los anticlinales San Martín y Cashiari del Lote 88 denominado en conjunto Camisea. Ambos yacimientos fueron probados en reservorios de formaciones pertenecientes al Cretácico y Pérmico, confirmando reservas de gas no asociado⁵ y condensado. Sin embargo en 1988 la compañía Shell y Petróleos del Perú (PETROPERU) no llegaron a un acuerdo de explotación, dando por concluida la negociación.

⁵ Gas no asociado: Gas sin la presencia de hidrocarburos líquidos a condiciones de reservorio.

Una segunda campaña exploratoria realizada por el consorcio Shell-Mobil, se inició en 1996 perforándose 3 pozos de evaluación y se llevaron a cabo estudios necesarios para el desarrollo de un proyecto de explotación y comercialización del gas de Camisea. Sin embargo en 1998 el consorcio Shell-Mobil comunica su decisión de no continuar con el segundo periodo del contrato, quedando el contrato resuelto.

Como resultado de esto, la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) acuerda llevar adelante un proceso de promoción para desarrollar el Proyecto Camisea mediante un esquema segmentado, que comprende módulos independientes de negocios. Es así que a fines de mayo de 1999, el Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM) convocó a Concurso Público Internacional para otorgar el Contrato de Licencia para la explotación de Camisea y para las concesiones de transporte por ductos de líquidos y de Gas natural desde Camisea hasta la costa y de distribución de gas natural en Lima y Callao.

Es así, que en el proceso de licitación de diciembre del año 2000, el Consorcio compuesto por Pluspetrol Perú Corp. (36%, Operador), Hunt Oil Company (36%), SK Corp. (18%) y Tecpetrol del Perú (10%), se hicieron adjudicatarios del módulo de explotación de hidrocarburos del Lote 88 – Yacimientos de gas natural de Camisea. El módulo de transporte por ductos y de líquidos del gas natural desde Camisea hasta la costa y la distribución del gas natural en Lima y Callao fue adjudicado al Consorcio Transportadora de Gas Natural del Perú (TgP) formado por las empresas Techint

(Argentina), Pluspetrol (Argentina), Hunt Oil Co. (USA), SK Corp. (Corea), Sonatrach (Argelia) y Graña y Montero (Perú).

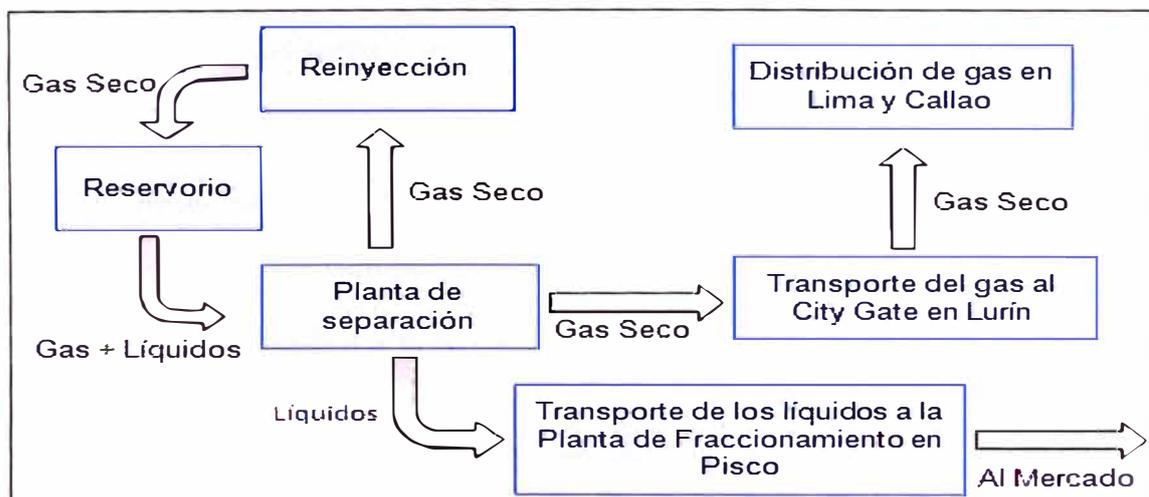


Figura 2.1: Esquema de la Industria de Gas Natural en Camisea

En mayo de 2002, TgP firma un convenio de cesión con Gas natural de Lima y Callao (GNLC) para la distribución del gas natural en Lima y Callao. En diciembre de 2004 adopta en nombre de Cálidda como marca comercial.



Figura 2.2: Empresas de Explotación, Transporte y Distribución de Gas Natural

2.1.1 Reservas de Gas Natural

Los estudios realizados en Camisea demuestran que sus reservas de gas natural ascienden a 14.1 Tpies³ (Tera pies cúbicos). La energía contenida en el reservorio de Camisea es igual a 2,345 millones de barriles de petróleo, que representa una cobertura aproximada de 20 años, considerando el consumo de los sectores eléctrico, residencial e industrial del país y la exportación de gas natural líquido a México. [3]

	Gas Original In situ (TFC)	Recuperable de Gas Seco	Producción de GN (TFC)	Reservas recuperables de Gas Seco
San Martín	5.2	4.01		3.76
Cashiari	8.83	6.99		6.99
Lote 88	14.02	11.00	0.25*	10.75
Pagoreni	3.48	2.95		2.92
Mipaya	0.59	0.44		0.44
Lote 56	4.07	3.39	0.02*	3.37

(*) Producción acumulada hasta el 31.12.08. Fuente: MINEM

Tabla 2.1: Reservas de Gas Natural de Camisea

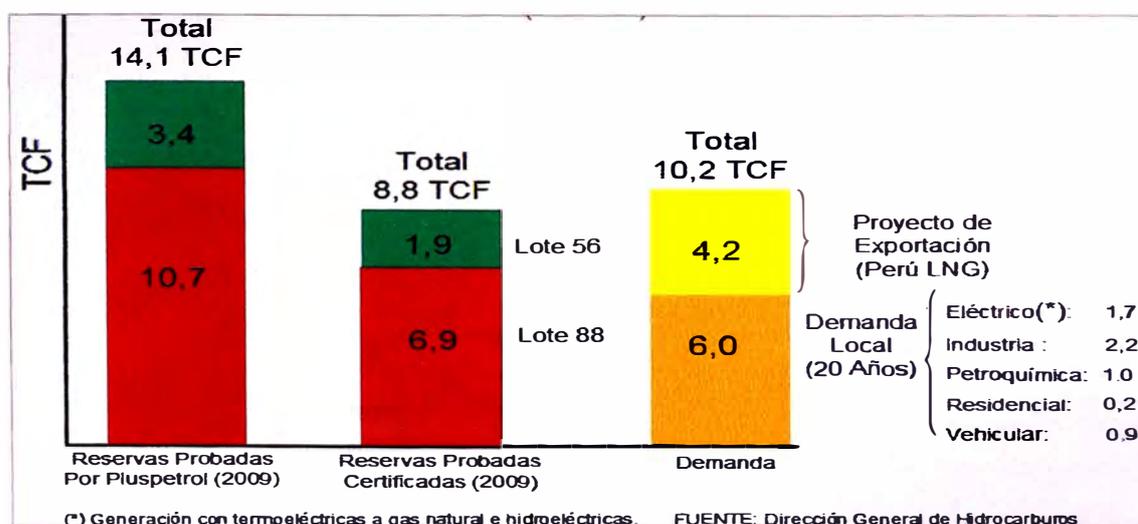


Figura 2.3: Reservas de Gas Natural y Demanda en el Perú

2.1.2 Transporte del Gas Natural

El Proyecto Camisea comprendió la construcción de dos ductos, uno de 714 km. de largo para transporte de gas natural y otro de 540 km. de longitud para el transporte de líquidos de gas natural. Los dos gasoductos corren en paralelo desde los campos de Camisea, localizados a 431 km. al este de Lima, hasta la costa peruana, a 200 km. al sur de Lima en donde termina el gasoducto de líquidos de gas natural y se localiza la planta de fraccionamiento. Desde dicha zona, el ducto de gas natural gira hacia el norte y se dirige paralelo a la costa, hasta el City Gate localizado en Lurín al sur de Lima.

El transporte de Gas Natural desde Camisea (boca de pozo) hasta el City Gate en Lurín, es llevado a cabo por la empresa TgP (Transportadora de Gas natural del Perú).

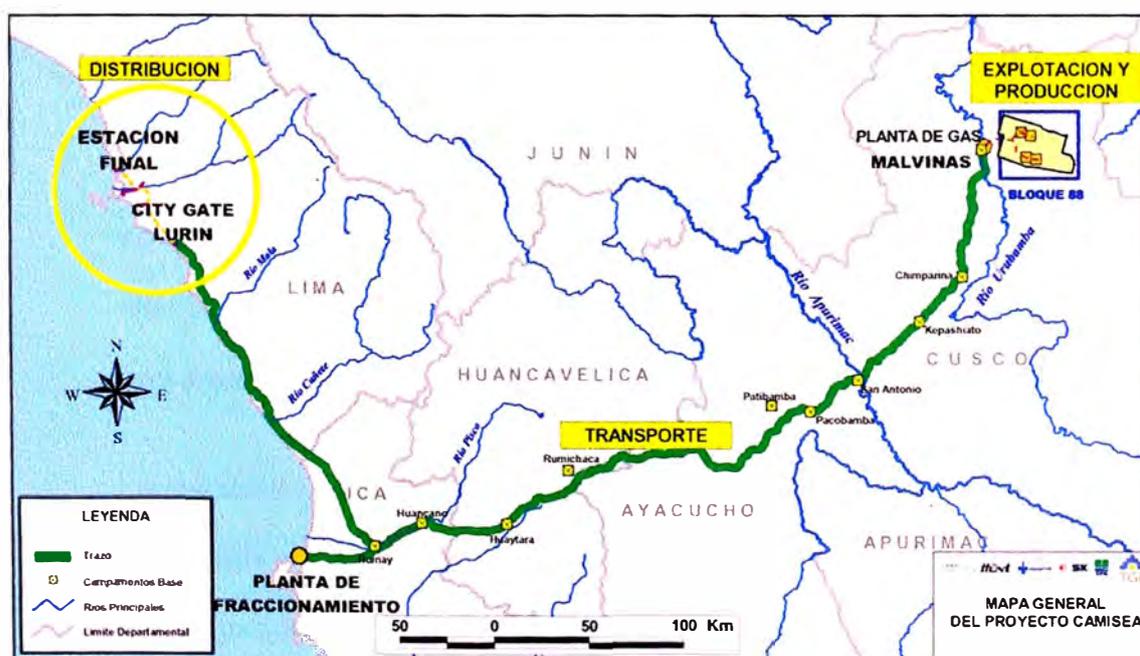


Figura 2.4: Red de Transporte de GN desde Camisea a City Gate Lurín

El City Gate es la primera instalación de un Sistema de Distribución de Gas Natural. Es el punto de entrada de gas a la red de distribución de la ciudad de Lima. Esta se encuentra localizada en Lurín, en el predio donde también se ubica el Centro de Operaciones de Transportadora de Gas del Perú (TgP).

La función principal del City Gate es reducir la presión del gas que es recibido del transporte, a la presión de operación del Gasoducto troncal en el Sistema de Distribución, debido a que el sistema de transporte puede entregar el gas hasta una presión de 150 barg y el Sistema de Distribución, sólo puede distribuir el gas hasta una presión de 50 barg. Este valor ha sido establecido por el Gobierno Peruano mediante D.S. 042-99 denominado "Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos".

Como funciones secundarias, en el City Gate se efectúa la odorización y la medición del gas. La odorización del gas se realiza debido a que el Gas Natural no tiene olor y por razones de seguridad en un Sistema de Distribución, es necesario suministrar al gas de un olor característico de modo que pueda ser percibido o detectado ante una posible fuga.

La medición, permite conocer los volúmenes de gas que pasan por el City Gate y que serán distribuidos a los distintos clientes a través de la distribuidora.

El City Gate fue diseñado para un caudal de 183,000 Sm³/h, sin embargo se han dejado previstas las instalaciones necesarias para incrementar su capacidad. [4]

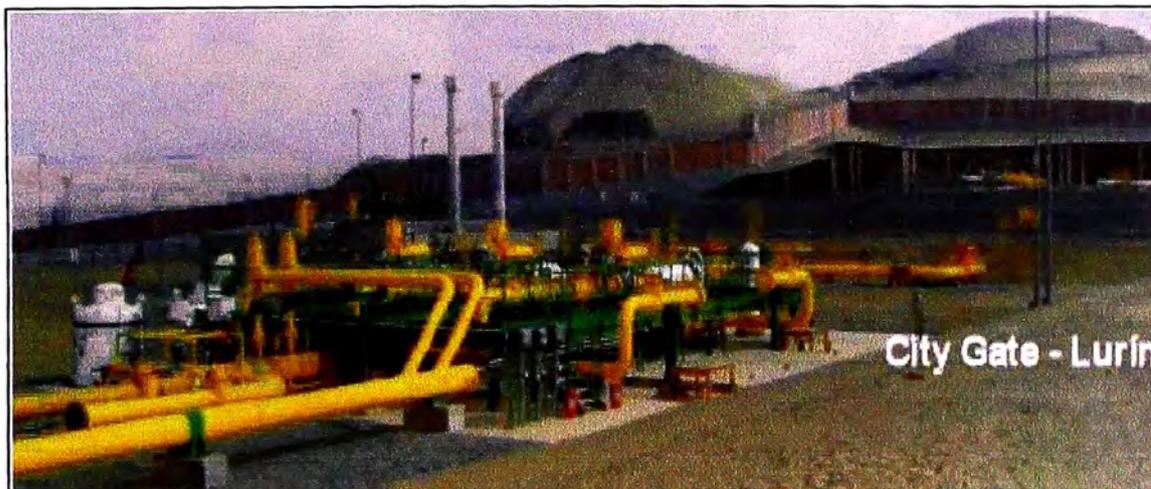


Figura 2.5: City Gate Lurín

2.1.3 Distribución de Gas Natural en Lima y Callao

La distribución de gas natural en Lima y Callao desde el City Gate se lleva a cabo en 3 niveles de presión. Estos son:

- a. **Red de Alta Presión:** Es la parte del sistema de distribución que opera a presiones iguales o mayores a 20 barg y que suministra de gas natural a los grandes consumidores del tipo iniciales e independientes.
- b. **Otras Redes de Distribución:** Es la parte del sistema que opera en media y baja presión (menores a 20 barg) y que suministra de gas natural a los consumidores de las medianas y pequeñas industrias, comercios, gasocentros y residenciales. [5]

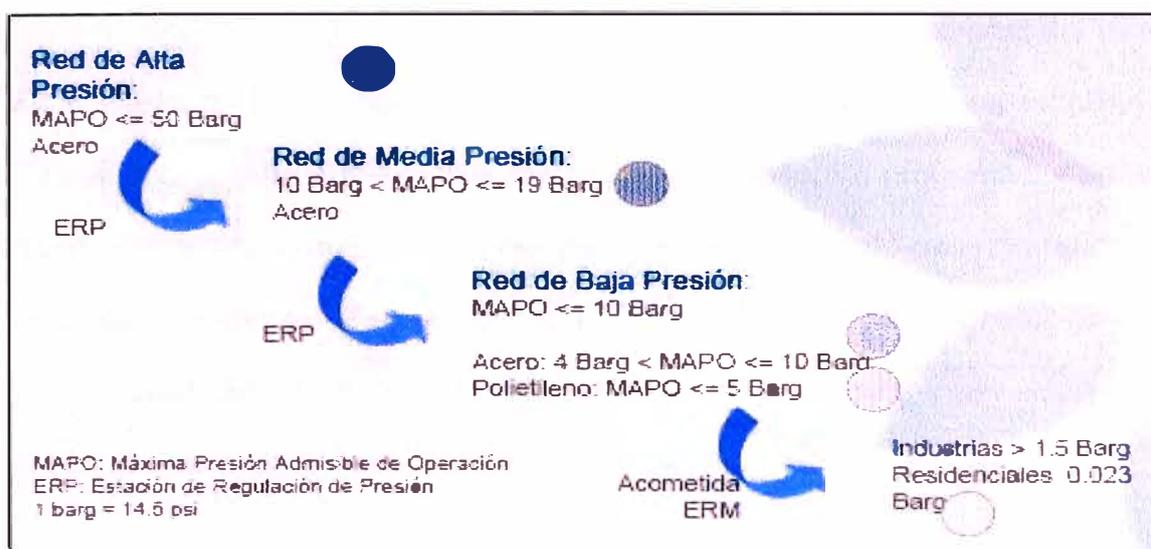


Figura 2.6: Niveles de Presión de las redes de distribución de Gas Natural

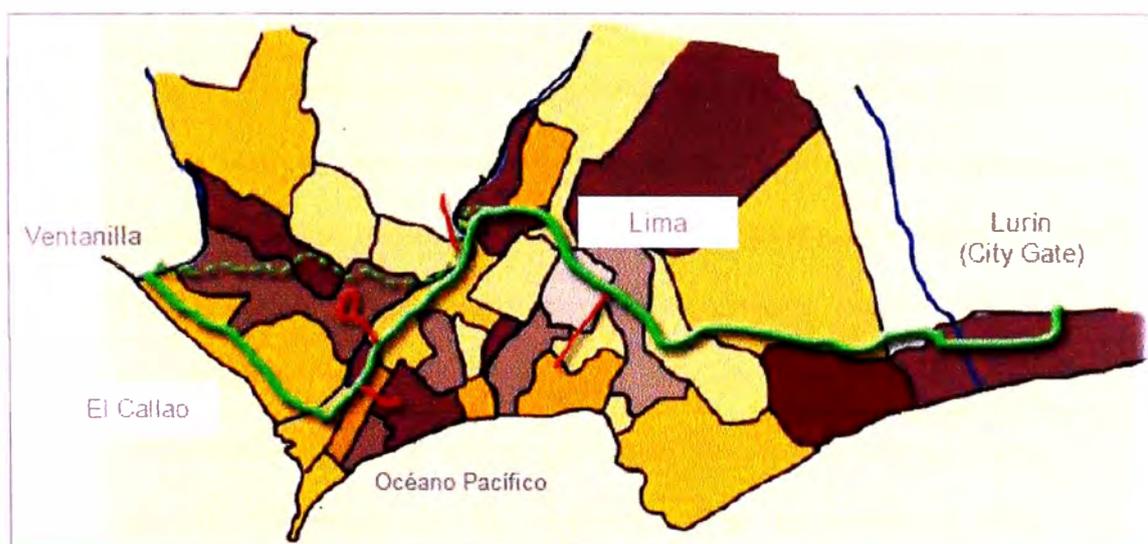


Figura 2.7: Sistema de Distribución de Gas Natural

2.2 USOS DEL GAS NATURAL

El gas natural ha ido reemplazando paulatinamente al uso de otros combustibles en la industria y en equipos de automoción tales como gasolinas, propano, butano, diesel, residuales, carbón, etc.

El Perú al ser un país importador de petróleo, el uso masivo del gas natural en la industria permitirá cambiar la matriz energética y disminuir la

dependencia que se tiene con la variación del precio internacional del crudo en el costo de los combustibles (que afecta directamente a las refinerías). Esta sustitución en el Perú se viene realizando en forma progresiva y se han dado normativas que fomenten en gran medida el uso del gas natural en las centrales térmicas de generación eléctrica, para la sustitución del combustible diesel, el cual al ser dependiente del costo internacional del crudo, incrementaba los costos de suministro de energía eléctrica.

2.2.1 Ventajas del Gas Natural

Entre las principales ventajas del uso del gas natural se tiene:

- Es un combustible económico y no es tóxico.
- Tiene un poder calorífico superior comprendido entre 33.54 MJ/Nm³ y 40.88 MJ/Nm³ que permite su uso alternativo a otros combustibles.

Su combustión reduce las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), cuya acumulación en la atmósfera contribuye al cambio climático tales como: CO₂, N₂O, CO, etc. Además contiene menos impurezas frente a otros combustibles como en el contenido de azufre, minimizando la formación de compuestos SO_x en la combustión, que producen la lluvia ácida.

La tecnología asociada a su distribución y normas de seguridad están bien definidas dado su uso masivo en la industria y la referencia a nivel mundial.

El gas natural, a diferencia de otros gases combustibles, es más ligero que el aire, por lo que, de producirse alguna fuga, se disipa rápidamente en la atmósfera. Únicamente se requiere de una adecuada ventilación.

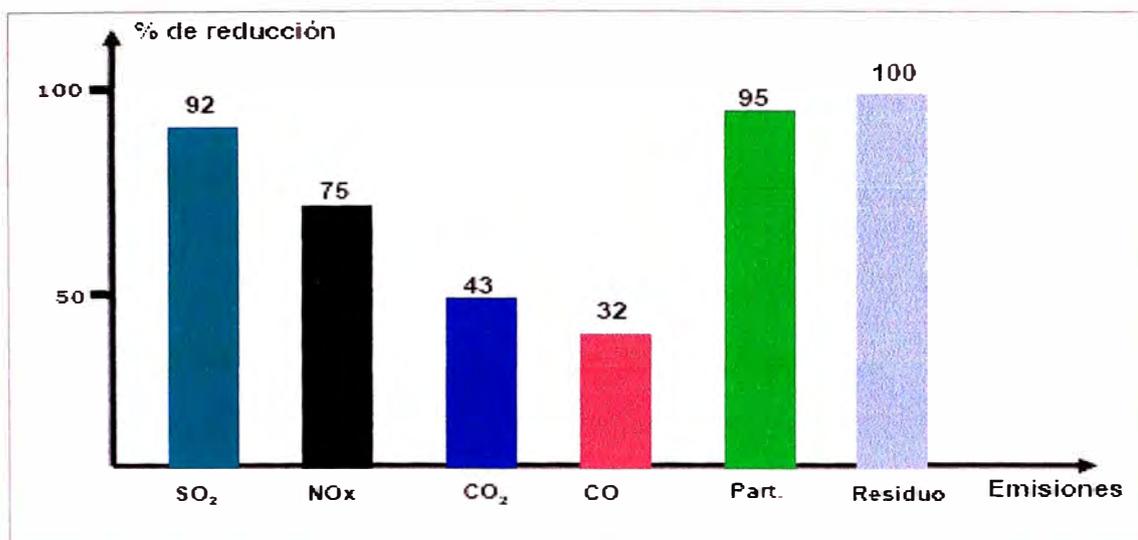


Figura 2.8: Niveles de Reducción de Emisiones del Gas Natural frente a los residuales (Fuente: Pluspetrol [1])

2.2.2 Composición del Gas Natural

La composición del gas natural varía según el yacimiento. Una composición típica se muestra en la tabla siguiente:

Componente	Símbolo/Unid.	Composición (%Vol.)
Metano	CH ₄	88.345
Etano	C ₂ H ₆	10.510
Propano	C ₃ H ₈	0.1032
n-Butano	nC ₄ H ₁₀	0.0025
n-Pentano	nC ₅ H ₁₂	0.0002
Hexano	C ₆ H ₁₄	0.0006
Heptano	C ₇ H ₁₆	0.0004
Nitrógeno	N ₂	0.7980
Dióxido Carbono	CO ₂	0.2369
Peso Molecular	gr/mol	17.71
Densidad Relativa	-	0.613
Poder Calorífico Superior	MJ/Sm³	40.50
Poder Calorífico Inferior	MJ/Sm³	36.56
	MJ/Nm³	38.57
Índice de Wobbe	MJ/Sm³	51.79
Factor de Emisión	kg CO₂/GJ	56.00

Tabla 2.2: Propiedades del Gas Natural. Fuente: Estación de Medición U2201, City Gate: Lurín

Además la normativa peruana vigente (D.S. 042-99-EM) especifica que el gas natural deberá ser entregado por el concesionario en las siguientes condiciones:

1. Libre de arena, polvo, gomas; aceites, glicoles y otras impurezas indeseables.
2. No contendrá más de tres miligramos por metro cúbico ($3\text{mg}/\text{Sm}^3$) de sulfuro de hidrógeno, ni más de quince miligramos por metro cúbico ($15\text{ mg}/\text{Sm}^3$) de azufre total.
3. No contendrá dióxido de carbono en más de tres y medio por ciento (3.5%) de su volumen y una cantidad de gases inertes totales no mayor de seis por ciento (6%) de su volumen; entendiéndose como gases inertes a la suma del contenido de nitrógeno y otros gases diferentes al dióxido de carbono.
4. Estará libre de agua en estado líquido y contendrá como máximo de $65\text{ mg}/\text{Sm}^3$ de vapor de agua.
5. No superará la temperatura de cincuenta grados centígrados (50° C).
6. Con un contenido calorífico bruto comprendido entre $8,450\text{ kcal}/\text{Sm}^3$ y $10,300\text{ kcal}/\text{Sm}^3$ ($33.54\text{ MJ}/\text{Nm}^3$ y $40.88\text{ MJ}/\text{Nm}^3$).

2.3 ESTRUCTURA TARIFARIA DEL SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Las tarifas de suministro de gas natural involucra el costo de producción, el costo de transporte y costo de distribución.

2.3.1 Tarifa en Boca de Pozo

Comprende el costo de gas natural a pie de pozo y cuyo valor ha sido negociado por el gobierno peruano y Pluspetrol. Se fijó un precio base inicial y los ajustes del mismo dependen de factores de inflación de los EE.UU. (commodities).

2.3.2 Tarifa de Transporte por Red Principal

Comprende el costo de transporte de gas natural desde boca de pozo, hasta City Gate de Lurín. La tarifa de transporte actualmente es fijada por OSINERG por periodos de 2 a 4 años. La metodología de ajuste de precios y otras consideraciones de cálculo se encuentran definidas en el D.S. 042-99-EM: "Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos".

2.3.3 Tarifa de Distribución

Comprende el costo de transporte de gas natural desde City Gate de Lurín hasta el punto de suministro al cliente. La tarifa de distribución actualmente es fijada por OSINERG por periodos de 2 a 4 años. La metodología de ajuste de precios y otras consideraciones de cálculo se encuentran definidas en el D.S. 042-99-EM: "Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos".

El precio final del gas natural es la suma de los costos del gas en boca de pozo (Pluspetrol), costo de transporte (TgP) y costo de distribución (Cálidda), siendo la facturación independiente por cada uno. Los costos de gas natural en boca de pozo se expresan por unidad de energía consumida (US\$/MMBtu)⁶ y los de transporte y distribución en volumen o capacidad reservada (US\$/ Sm³/día).

La fijación de las tarifas de Red Principal de Gas Natural son reguladas de acuerdo a la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” aprobado mediante resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD el cual se realiza cada 2 años.

El detalle del cálculo así como los factores de ajuste de los precios para cada tipo de consumidor, se detalla en la Resolución N° 340-2008-OS/CD de OSINERGMIN.

De acuerdo a la metodología de cálculo de tarifas de gas natural mostrada en el Anexo XI, los precios base (sin aplicar factores de descuento) para el gas natural se muestran en la tabla 2.3 (valores a Enero 2010).

⁶ Precio referido al Poder Calorífico Superior del Gas Natural

Tipo	Tarifa en Boca de Pozo - US\$/MMBtu	Tarifa Máxima en Moneda Extranjera - US\$/1000 Sm ³	
	PLUSPETROL	TGP	CALIDDA
Tarifa Regulada Generador Eléctrico	1.4889	32.8142	5.4040
Tarifa Regulada Otros Usuarios	2.5519	35.4010	7.0617
Margen de Distribución	-	-	19,8165
Margen Comercial	-	-	0.1147*

Tabla 2.3: Precios de Gas natural: Producción, Transporte y Distribución

* Expresado en US\$/Sm³/día-mes. Es el costo medio diario por mes de distribución de gas natural.

2.4 COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL

Las formas de comercialización del gas natural en el Perú, dependen de los niveles de demanda de gas natural (volumen de consumo) y tipo de consumidor. La regulación tarifaria y fórmulas de ajuste del gas natural efectuadas por el gobierno a través del Organismo Supervisor de la Inversión Energía y Minería (OSINERGMIN) están diferenciadas de acuerdo a dicha clasificación. Estas son:

2.4.1 Niveles de Demanda

Los consumidores de gas natural, de acuerdo con lo establecido en el marco normativo y regulatorio peruano, están divididos en dos grandes grupos:

a. **Consumidores Independientes**

Son aquellos que adquieren gas natural directamente del productor, comercializador o concesionario, siempre que sea en un volumen

mayor a los treinta mil metros cúbicos estándar por día (30,000 Sm³/día) y por un plazo contractual no menor a seis meses.

b. Consumidores Regulados

Son aquellos que adquieren gas natural del proveedor por un volumen igual o menor a treinta mil metros cúbicos estándar por día (30,000 Sm³/día).

De acuerdo al documento emitido por OSINERG N° 097-2004-OS/CD, los consumidores se clasifican en categorías de acuerdo al consumo contratado. Cada categoría tiene costos de suministro diferentes. Estos datos se muestran en la tabla 2.4.

Categoría	Rango de Consumo (m³/mes)
A	Hasta 300
B	301 – 17,500
C	17,501 – 300,000
D	Más de 300,000

(*) Metro cúbico medido a condiciones estándar (1 atm y 15°C)

Tabla 2.4: Categorías de Consumidores de Gas Natural

2.4.2 Tipos de Consumidores

Los consumidores finales se diferencian por el uso que darán al gas natural y a las condiciones de suministro requeridas.

a. Por destino de Uso de Gas Natural

1. Generación Eléctrica: Las tarifas de gas natural destinado a la generación eléctrica son menores a las estipuladas para uso industrial, debido a la actual política del gobierno peruano

para impulsar el consumo de gas natural en centrales térmicas y disminuir los costos de generación eléctrica por uso de un combustible más económico.

2. Uso Industrial: Especifica la capacidad de suministro para el consumo de toda instalación ajena a la generación eléctrica.

b. Por condiciones de Suministro

1. Servicio Firme: El servicio firme estipula que el suministro no podrá estar sujeto a variación ni interrupción, salvo en casos de mantenimiento programado y las contenidas en la normativa de despacho.
2. Servicio Interrumpible: Este servicio está sujeto a interrupciones o reducciones a opción del concesionario y que dependerá a razones técnicas o falta de capacidad de suministro.

2.5 TERMINOLOGÍA DE CONTRATOS Y SISTEMAS DE GAS NATURAL

Referencialmente se definen los términos asociados a los contratos y sistemas de suministro de gas natural.

2.5.1 Términos asociados a Contratos

- **Take or Pay (TOP)**: Cláusula de un contrato de compraventa o de suministro de gas natural mediante el cual el comprador se compromete a pagar por un volumen de gas natural contratado, independientemente de que éste sea consumido o no. La disposición

del volumen de gas natural contratado es un derecho del comprador y el concesionario garantiza su entrega.

- **Deliver or Pay (DOP):** Es la contraparte de la cláusula “Take or Pay”; es el compromiso del concesionario de entregar el volumen de gas natural contratado o pagar el valor del mismo así como los daños y perjuicios ocasionados por no haber efectuado su entrega.
- **Make Up (MU):** Esta cláusula permite recuperar el pago efectuado por el gas natural no consumido como consecuencia del Take or Pay (TOP).
- **Carry Forward (CF):** Esta cláusula permite que el cliente pueda acumular los volúmenes que consume por encima del “Take or Pay”, para utilizarlo cuando su demanda sea menor al TOP y de esta forma no ser penalizado pagando por consumos no realizados.
Esta cláusula permite en combinación con la de “Make Up”, la posibilidad de reducir la penalización generada por la cláusula “Take or Pay” de forma tal que los clientes tiendan a pagar únicamente por el gas natural consumido. [6]

2.5.2 Términos asociados a sistemas de Gas Natural [2]

- **Acometida:** Instalaciones que permiten el suministro de gas Natural desde las redes de distribución, según la categoría de consumidor. Comprende la tubería de conexión, medidor, equipos de regulación y accesorios necesarios.
- **Área de Concesión:** La superficie geográfica delimitada y descrita en el contrato, dentro del cual el concesionario presta servicio de distribución.

- **Comercializador:** Persona natural o jurídica que compra y vende gas natural o capacidad de transporte o distribución, por cuenta propia o de terceros, sin ser concesionario ni transportista.
- **Concesión:** Derecho que otorga el estado a una persona jurídica para prestar el servicio de distribución en un área de concesión, incluyendo el derecho de utilizar los bienes de la concesión para la prestación de dicho servicio.
- **Consumidor:** Persona natural o jurídica ubicada dentro del área de concesión que adquiere gas natural. Incluye los conceptos de consumidor regulado e independiente y excluye al comercializador.
- **Consumidor regulado:** Consumidor que adquiere gas natural por un volumen igual o menor a los treinta mil metros cúbicos estándar por día (30,000 Sm³/día).
- **Consumidor Independiente:** Consumidor que adquiere gas natural directamente del productor, comercializador o concesionario, siempre que sea en un volumen mayor a los treinta mil metros cúbicos estándar por día (30,000 Sm³/día).
- **Estaciones de Regulación de Presión (ERP):** Comprende a las instalaciones que tiene como finalidad la disminución de la presión de suministro de la red principal, a niveles de presión requeridos por el consumidor o redes de media y baja presión. Comprende válvulas de regulación, dispositivos de seguridad e instrumentación asociada.
- **Estaciones de Regulación y Medida (ERM):** Comprende las instalaciones que tienen como finalidad efectuar un ajuste fino de la presión de suministro de gas natural al consumidor, además de

poseer medición de caudal consumido para efectos de registro y facturación. Comprende los mismos elementos de las ERP's.

- **Margen de Comercialización:** Representa el costo unitario eficiente del proceso de facturación del servicio y atención comercial al consumidor. Este concepto es facturado por el distribuidor.
- **Margen de Distribución:** Representa el costo unitario eficiente que comprende los costos de inversión, operación y mantenimiento por unidad de demanda de la red de alta presión, red de baja presión, instalaciones de regulación y compresión asociadas al sistema. Este concepto es facturado por el distribuidor.
- **Metro Cúbico Estándar (Sm³):** Cantidad de Gas natural que ocupa un metro cúbico a una temperatura de 15°C y una presión absoluta de 1013 milibar.
- **Sistema de Distribución:** Es la parte de los bienes de la concesión que está conformada por las estaciones de regulación de puerta de ciudad (City Gate), las redes de distribución, las estaciones de regulación y las acometidas, y que son operadas por el concesionario, bajo los términos del reglamento y del contrato.
- **Tarifa:** Es el precio máximo que el concesionario facturará por el precio de gas natural, transporte y distribución.

2.6 COMPONENTES DEL SISTEMA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Los principales elementos que conforman un sistema de suministro de gas natural son:

a. Acometida

Comprende la línea de suministro desde la Red Principal de Alta Presión, hasta el límite de propiedad del consumidor. Incluye las válvulas de regulación, instrumentación, sistema de medición y válvulas de corte rápido (shut-off).

b. Estaciones de Filtrado

La estación de filtrado es el primer elemento barrera de la línea de entrada de gas natural, que se encarga de contener cualquier impureza o particulado que pueda venir con el gas natural. Típicamente está compuesto de 02 filtros micrónicos (usualmente de 5 μm) dispuestos en paralelo (principal y stand by) para facilitar actividades de mantenimiento sin interrupciones del servicio.

c. Estaciones de Regulación y Medición

Las estaciones de regulación y medida comprender los siguientes equipos:

➤ Reguladores de Presión

Dispuesta solamente en la estación de regulación (ERM). Se compone de válvulas autorreguladoras para ajuste de presión de suministro y bloqueo en caso de sobrepresión o falla. Además el sistema cuenta con válvulas de seguridad de acuerdo a norma.

➤ Instrumentación

El sistema cuenta con medidores de flujo de gas de tipo turbina o ultrasonido con medidores de presión y temperatura para compensación de lecturas. Dichas lecturas son enviadas vía señal analógica a un

cuarto de control para registro y almacenamiento de valores de consumo para su facturación.

d. Red Interna de Distribución de Gas Natural

Comprende todo el sistema de tuberías, sistema de control, medidores de caudal para distribuir el gas natural proveniente de la estación de regulación hacia todos los equipos de la planta.

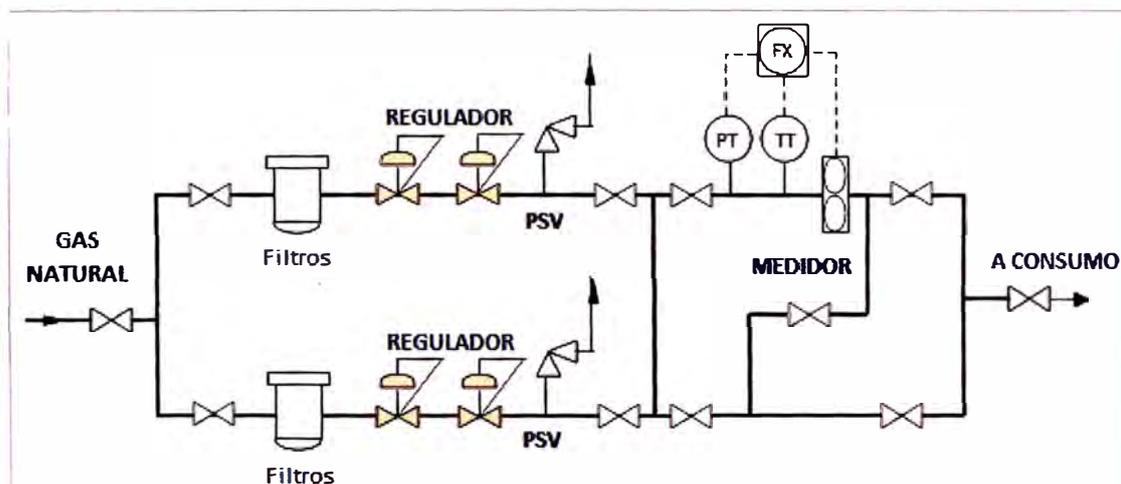


Figura 2.9: Esquema de una Estación de Regulación y Medición



Figura 2.10: Estación de Regulación y Medida de Camisea

2.7 NORMAS DE APLICACIÓN A INSTALACIONES DE GAS NATURAL

La regulación del uso de Gas Natural en el Perú está bastante desarrollada y se ha basado en gran parte a la normativa existente en los países vecinos que ya explotaban dicho recurso (caso Argentina, Bolivia y Brasil).

El estudio de factibilidad, diseño, construcción, inspección, certificación, habilitación y puesta en marcha de sistemas de suministro de gas natural está contemplado en el Procedimiento de Habilitación de Suministros en Instalaciones Internas de Gas Natural, emitido mediante Resolución N° 164-2005-OS/CD por el Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

2.7.1 Habilitación de Instalaciones Internas

Se requieren los siguientes pasos a seguir (etapas) en caso se requiera la habilitación para consumo de gas natural:

1. **Solicitud de Factibilidad de Suministro.-** Es el documento por el cual el Consumidor requiere del Concesionario, la aprobación para el suministro de gas natural, indicando el caudal de gas natural máximo y mínimo requerido. La evaluación de dicha solicitud deberá regirse por lo establecido en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado por D.S. N° 042-99-EM, sus modificatorias y demás normas que resulten aplicables. El Concesionario deberá pronunciarse al respecto de la aprobación en un plazo máximo de 15 días desde la presentación.
2. **Contratación del Instalador Registrado.-** Una vez que el Concesionario haya aprobado la Solicitud de Factibilidad del

Suministro de GN, el Consumidor deberá contratar necesariamente los servicios de un Instalador Registrado, para la elaboración del Proyecto de Instalación, debiendo verificar que el instalador se encuentra debidamente inscrito en el Registro de Instaladores de Gas Natural de OSINERGMIN y cuente con el carnet que lo acredite como tal.

- 3. Solicitud de Revisión de Ingeniería.-** Previo al inicio de la construcción de las instalaciones internas de gas natural por parte de Instalador Registrado, este deberá presentar al Concesionario la Solicitud de Revisión del Proyecto de Instalación de Gas Natural, ejecutando 2 copias del Proyecto de Instalación de Gas (P.I.G.).

El P.I.G. presentado por el Consumidor o el Instalador Registrado deberá contener la siguiente información:

- a) Cronograma de obras y actividades.
- b) Plano de ubicación del predio incluyendo recorridos en planta de las tuberías de la instalación interna y ubicación de las Estaciones de regulación.
- c) Planos generales de la instalación, planos mecánicos de las estaciones de regulación y especificaciones de acuerdo a la normativa vigente.
- d) Diseño de protección catódica (criterios de diseño, datos y resultados).
- e) Procedimientos de soldadura y especificaciones de las juntas soldadas.

- f) Consideraciones generales para el dimensionamiento y selección de materiales y equipos: carga térmica, consumo de gas natural, niveles de demanda y criterios de caídas de presión y velocidades máximas permisibles.
 - g) El Concesionario comunicará el resultado de la revisión del P.I.G. al Consumidor. En caso de establecerse que el consumidor no ha cumplido con lo requerido, la solicitud de revisión le será devuelta para el levantamiento de las observaciones encontradas.
- 4. Construcción de las Instalaciones.-** El inicio de los trabajos por parte del Consumidor se efectuará una vez aprobado el P.I.G. y deberá ser comunicado con 10 días de antelación al Concesionario. Durante la construcción el Consumidor está obligado a entregar al Concesionario lo siguiente:
- a) Certificados de calidad de los materiales y equipos empleados cumpliendo la normativa vigente.
 - b) Planos P&ID de las Estaciones de Regulación y Medida, incluyendo tren de válvulas de regulación y seguridad y de los sistemas de combustión de cada punto de consumo, Cada plano contemplará los valores de calibración de los reguladores, válvulas de seguridad, presostatos, planillas de cálculo de la velocidad y caída de presión en el tren de válvulas.
 - c) Certificados de homologación de soldadores/fusionistas.
 - d) Registro de Ensayos no destructivos realizados en tuberías soldadas.
 - e) Resultados de pruebas hidráulicas y/o neumáticas en lo que corresponda de acuerdo a norma nacional y/o internacional aplicable

(ASME B31.3). Las pruebas deberán ser presenciadas por el Concesionario.

- f) Plano Isométrico de acuerdo a obra.
- g) Registro de comisionado de equipos y registro de parámetros de equipos empleados en soldaduras.
- h) Procedimiento de puesta en marcha de las instalaciones internas.

5. Documentación de Final de Obra.- El Consumidor una vez concluida la obra deberá presentar al Concesionario lo siguiente:

- a) Estudio de Riesgo de las instalaciones internas de gas natural.
- b) Manual de Operaciones de las instalaciones.
- c) Plan de Contingencias.
- d) Programa de Mantenimiento.
- e) Planos conforme a obra de la instalación interna.
- f) Certificado de Obra bien ejecutada de las instalaciones internas, expedida por empresa certificadora acreditada ante INDECOPI (SGS, Bureau Veritas, etc.). Dicha certificación, a cargo del Consumidor, deberá incluir los resultados de las inspecciones y pruebas técnicas que resulten necesarias.

6. Presentación de la Solicitud de Habilitación.- Una vez concluida la inspección y obtenido las aprobaciones correspondientes de las instalaciones internas, el Consumidor presentará al Concesionario una Solicitud de habilitación del sistema de suministro, para lo cual deberá adjuntar el Contrato de Suministro de Gas natural suscrito con el productor, transportista y distribuidor según sea el caso.

2.7.2 Normas de Diseño y Construcción

La normativa aplicable para las instalaciones de suministro de gas natural que deben tenerse en cuenta en el proyecto se resume a continuación:

- D.S. 042-99: Reglamento de Distribución de Gas Natural por red de Ductos.
- D.S. 034-2004: Modificación de artículos 2 y 71 de D.S. 042-99.
- NTP 111.001 2002: Gas Natural Seco: Terminología Básica.
- NTP 111.010 2003: Gas Natural Seco: Sistema de Tuberías de Instalaciones Internas Industriales.
- Resolución OSINERG 164-2005-OS/CD: Procedimiento para la Habilitación de Suministros en Instalaciones Internas de Gas Natural.
- Resolución OSINERGMIN N° 687-2008-OS/CD: Determinación de la Viabilidad Técnica-Económica de Nuevos Suministros de Gas Natural”
- Norma ASME B31.8 Transmission Piping System
- NTP 111.010 2003 – Ítem. 22.3: Recomendaciones Generales para la puesta en marcha de la instalación.
- ASME SECC. VIII- DIV 1. 2004: Rules for construction of pressure vessels.

CAPITULO 3

SITUACIÓN ACTUAL DE LA PLANTA

3.1 CONSUMO ENERGÉTICO

La carga que procesa la Refinería obedece al nivel de demanda de combustibles del mercado. Los requerimientos y programa de operación de la planta son elaborados por el Dpto. de Planificación y Control.

La demanda energética de los procesos está alineada a la variación de las cargas procesadas, por lo que los combustibles requeridos para consumo en las unidades de proceso tienen dependencia directa.

El consumo energético en refinería se efectúa a través de tres tipos de combustibles: el fuel oil, residual de vacío y fuel gas de refinería.

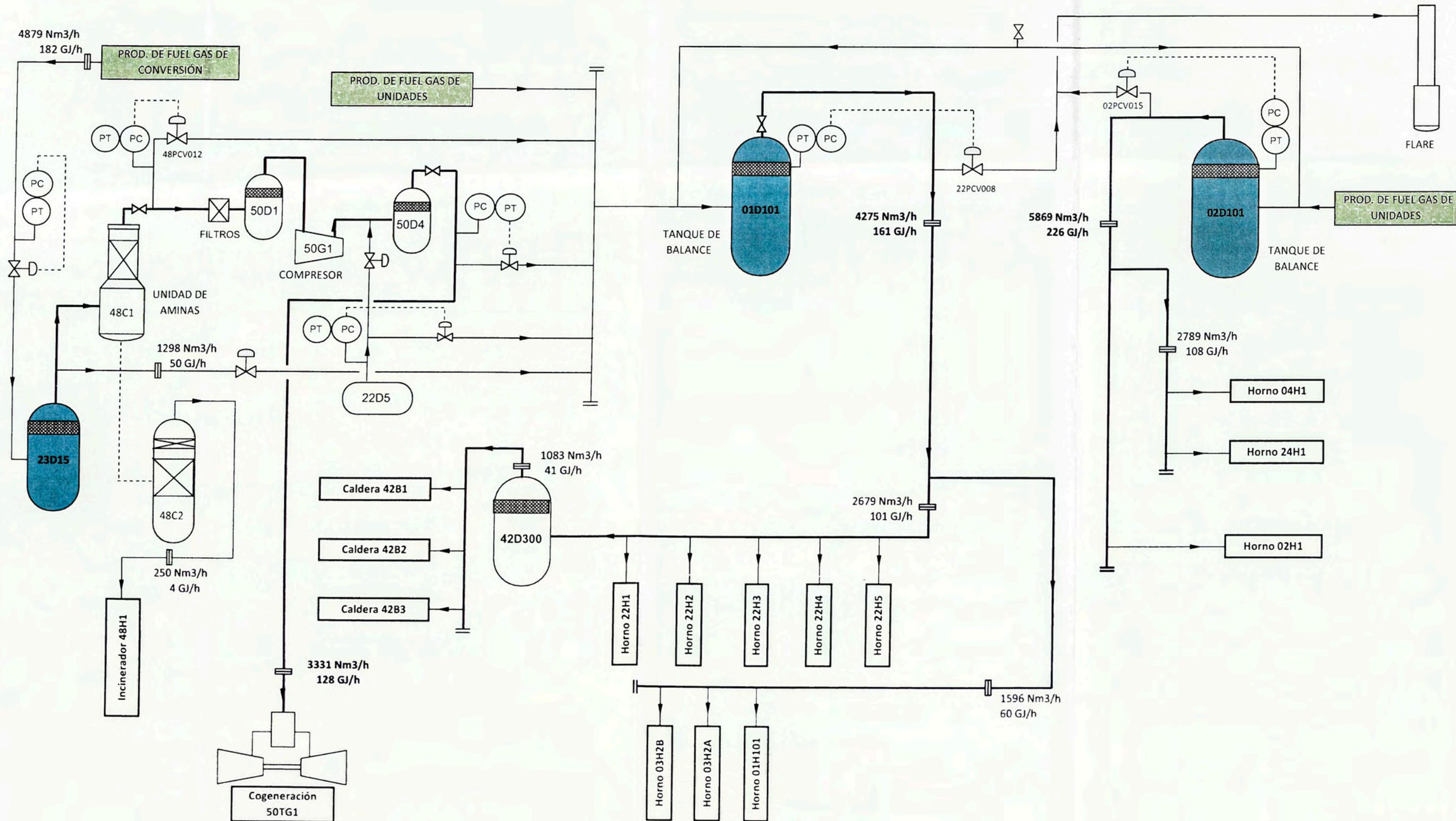
3.1.1 Red de Fuel Gas Combustible

El fuel gas de refinería es un combustible obtenido como subproducto en el propio proceso de refinación (todo lo que se produce se consume en las mismas unidades). Su disponibilidad es variable y depende del tipo de crudo (ligero o pesado) que se procesa. El esquema del sistema se muestra en la figura 3.1

El fuel gas producido por las unidades de destilación y de reformación se envían a los tanques de balance de presión 01D101 y 02D101 en donde se efectúa la separación de condensados antes de su envío al colector general para su consumo. La producción de fuel gas de la unidad de FCC (unidad de conversión) se envía al separador 23D15 desde donde se alimenta a la turbina de gas de la Unidad de Cogeneración y el excedente es enviado al tanque de balance 01D101 vía control de presión a través de la válvula 48PCV012. La corriente enviada hacia la unidad de Cogeneración es previamente tratada en una Unidad de Aminas para la eliminación del H₂S (absorbedor 48C1).

El control de presión del colector de fuel gas se efectúa en los tanques de balance mediante lazos de control asociados a cada tanque (válvulas 22PCV008 y 02PCV015). En caso de sobrepresión del colector por el aumento de la producción de fuel gas de unidades hacia tanques de balance o la disminución del consumo en equipos de la planta, el fuel gas excedente se ventea y se quema en el flare. En caso contrario (disminución de producción o incremento de consumo de fuel gas en planta), no existe un control directo que permita regular la presión en el colector. En este panorama, el ajuste de presión se logra mediante el aumento del consumo de combustibles residuales en los equipos de combustión de manera que se disminuya la demanda de fuel gas y se recupere la presión del colector.

Figura 3.1: Esquema Energético de la Red de Fuel Gas Combustible



3.1.2 Red de Fuel Oil

El fuel oil es un combustible líquido formulado, obtenido a partir de los fondos de la unidad de Visbreaking, adicionando combustible ligero (LCO, kerosene) para el ajuste de viscosidad (valor típico 3,500 cSt @50°C).

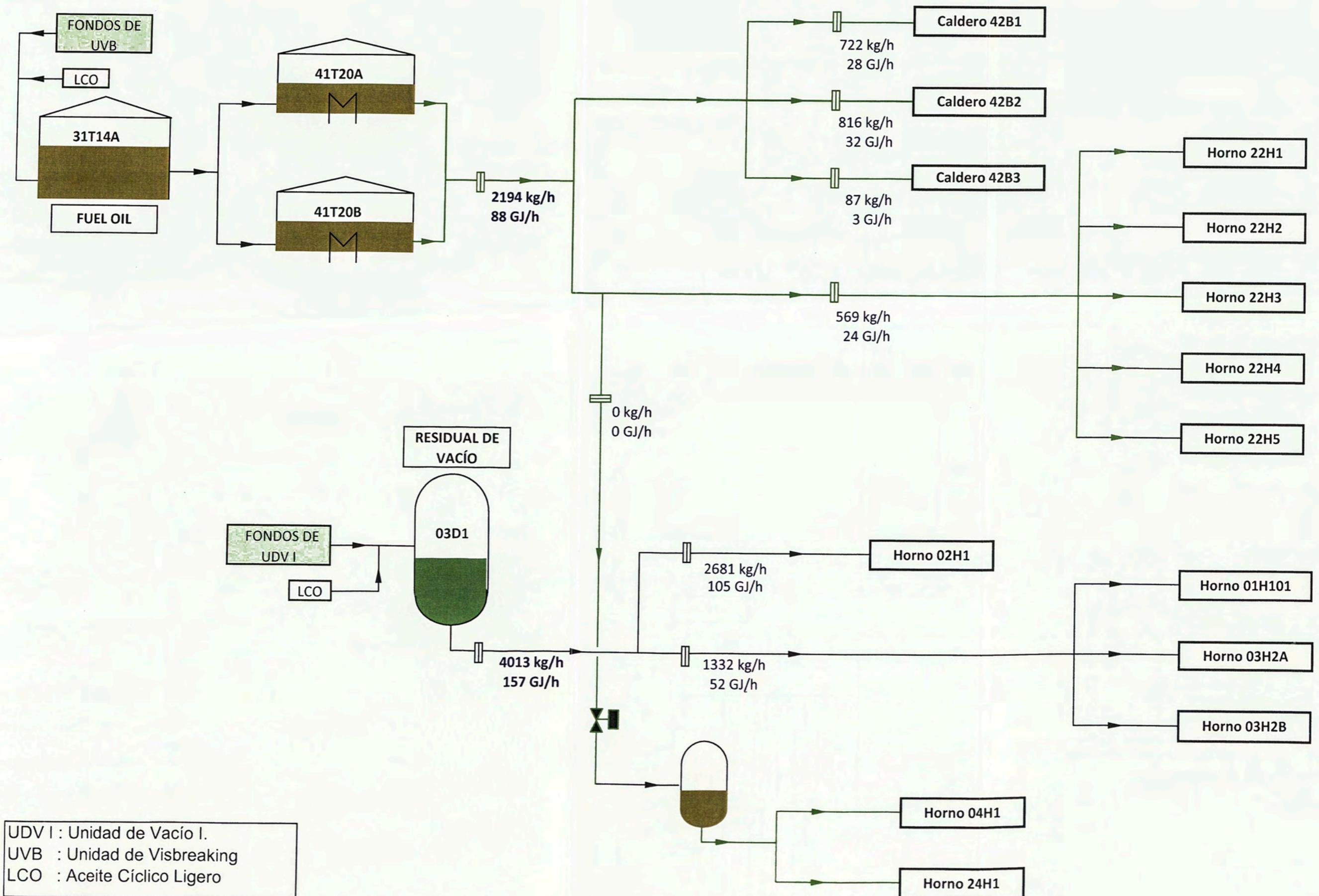
La preparación del combustible se efectúa en mediante mezclado en el tanque 31T14A, y desde allí se envía a los tanques 41T20 A/B para efectuar su calentamiento y envío al colector de suministro. El control de temperatura (objetivo: 150°C) es requerido para su óptimo quemado.

El suministro de combustible del sistema se efectúa mediante el monitoreo del nivel de los tanques de almacenamiento. La demanda de la planta implicará efectuar mayor o menor número de preparaciones de combustible. El esquema de suministro de la red de fuel oil se muestra en la figura 3.2.

3.1.3 Red de Residual de Vacío

El residual de vacío es obtenido de los fondos de la columna de destilación al vacío I de la Planta. Este producto es enviado directamente al acumulador 03D1 en donde se efectúa la inyección de material ligero (LCO) para ajuste de viscosidad en caso de ser requerido (viscosidad máxima: 25,000 cSt @ 100°C). Dada su alta temperatura (350°C) no requiere calentamiento adicional, por lo que es suministrado al colector principal para su quemado. El esquema de suministro de la red de residual de vacío se muestra en la figura 3.2.

Figura 3.2: Esquema Energético de la Red de Fuel Oil y Residual de Vacío



La producción de residual de vacío (fondos de la columna 03C7 de UDV I) es mayor a la demanda de combustibles de la planta, por lo que el excedente se envía a la Unidad de Visbreaking para su procesamiento.

Considerando una misma demanda de energía en la planta, variaciones en la producción de fuel gas producirán variaciones en el consumo de combustibles residuales (fuel oil o residual de vacío) y por ende una distribución porcentual diferente en cada equipo.

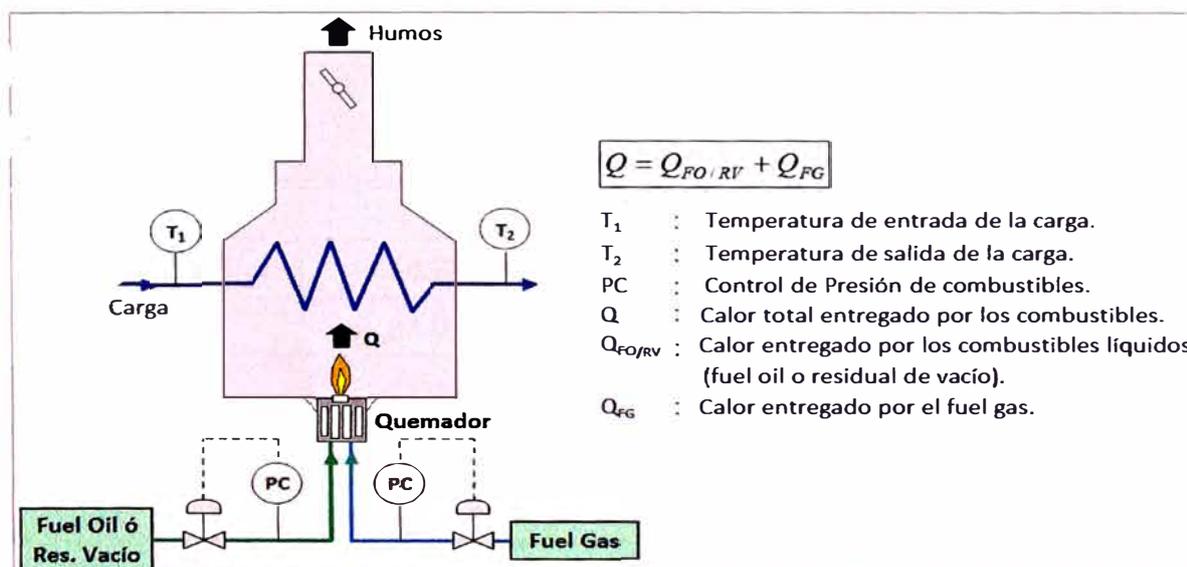


Figura 3.3: Esquema de alimentación de Combustibles en Equipos de Combustión.

De la figura 3.3, el calor liberado por los combustibles (Q) denominado también Heat Release, es la suma de la energía liberada por los combustibles residuales (fuel oil o residual de vacío) y el fuel gas. Por tal motivo para mantener la misma carga al horno y la misma energía entregada, un aumento o disminución en la disponibilidad del fuel gas

implicará una disminución o aumento en el consumo de los combustibles residuales en forma correspondiente.

Los consumos de energía promedio por tipo de combustible y equipo de combustión se muestran en la tabla siguiente.

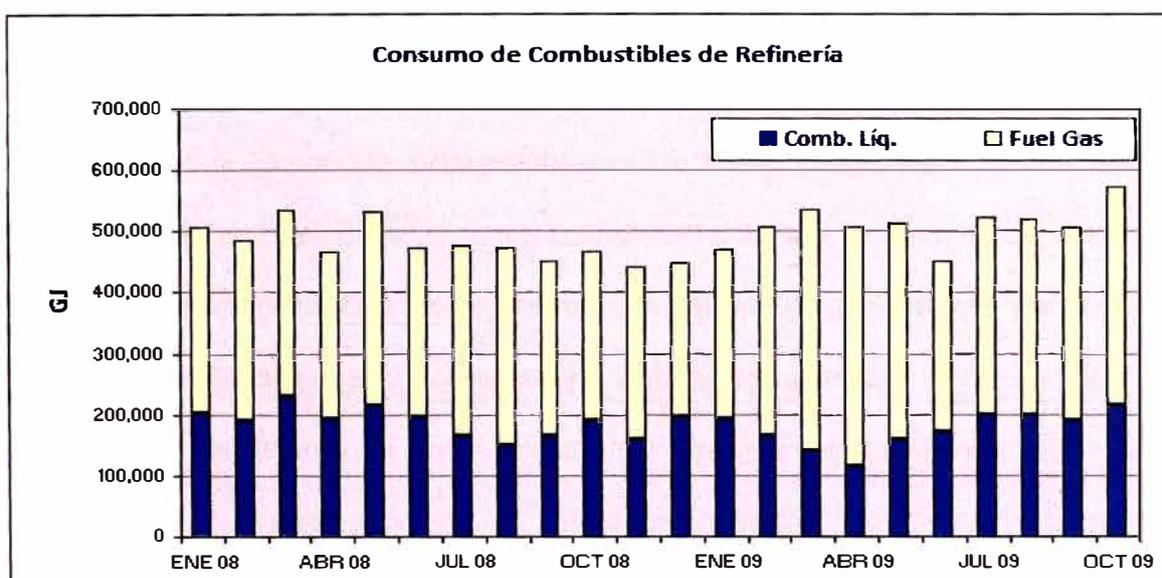
HORNOS	Heat Release (GJ/h)	Fuel Oil (GJ/h)	Residual de Vacío (GJ/h)	Fuel Gas (GJ/h)
01H101	74.1	0.0	34.8	39.3
03H2A	21.7	0.0	11.3	10.4
03H2B	16.6	0.0	6.1	10.5
22H1	6.6	4.4	0.0	2.2
22H2	9.1	6.0	0.0	3.1
22H3	10.3	6.5	0.0	3.8
22H4	7.3	6	0.0	1.3
22H5	2.2	1.3	0.0	0.9
Caldera 42B1	38.7	28.3	0.0	10.4
Caldera 42B2	32.0	19.4	0.0	12.6
Caldera 42B3	21.3	3.4	0.0	17.9
02H1	179.6	0.0	105.1	74.5
04H1F ⁷	107.5	0.0	0.0	107.5
24H1 ⁹	44.2	0.0	0.0	44.2
50TG1 (Cogener.)	128.3	0.0	0.0	128.3
TOTAL	699.5	75.3	157.3	466.9

Tabla 3.1: Consumo Energético Promedio de Equipos de Combustión

La demanda energética de la refinería se muestra en la gráfica 3.1. En ella se aprecia la variabilidad existente entre el consumo de combustibles residuales (fuel oil + residual de vacío) y los combustibles gaseosos (fuel

⁷ Hornos que solamente consumen fuel gas.

gas de refinería) por cada mes de operación. Como dato relevante se observa que en el mes de Diciembre 2008, el fuel gas quemado representó un 57% del consumo total de combustibles en la planta, sin embargo en el mes de Abril 2009, el fuel gas quemado representó el 77% del consumo energético total.



Gráfica 3.1: Evolución del consumo de combustibles residuales y gaseosos de Refinería

Fuente: Dpto. de Procesos de Refinería.

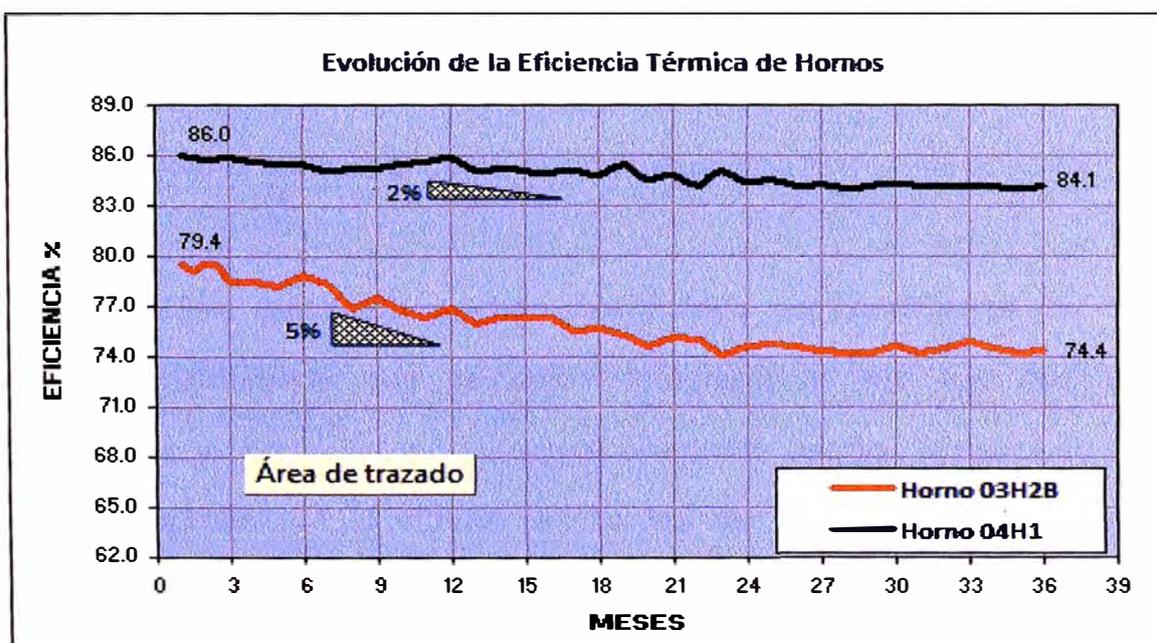
La disponibilidad de fuel gas se refleja directamente en los costos de suministro de energía de la planta, debido a que los combustibles residuales tienen un mayor costo respecto a los gaseosos.

3.2 EFICIENCIA TÉRMICA DE EQUIPOS DE COMBUSTIÓN

La eficiencia térmica de los equipos de combustión depende de la optimización de parámetros de proceso (%O₂ en humos de chimenea, regulación del tiro, etc.) y del estado propio del equipo (mantenimiento). El uso de combustibles residuales genera un mayor volumen de inquemados

en la combustión, respecto a los combustibles gaseosos por su alto contenido de carbono. Los inquemados al depositarse en zonas de intercambio de calor (zonas convectivas generalmente) disminuyen la eficiencia de intercambio de calor, incrementando el consumo de combustible en los equipos de combustión para proveer el mismo duty o cantidad de calor requerido por el proceso.

Para evaluar el grado de ensuciamiento de los equipos de combustión por tipo de combustible usado, se ha comparado a dos hornos de proceso de refinería: el horno 03H2B de la unidad de Vacío I que consume Residual de Vacío y Fuel Gas simultáneamente en sus quemadores y el horno 04H1 de la Unidad de Vacío II que consume íntegramente Fuel Gas como combustible. La evolución de la eficiencia térmica de dichos equipos se presenta en la gráfica N° 3.2, para 3 años de operación continua.



Gráfica 3.2: Disminución de la Eficiencia de Equipos de Combustión a través del tiempo.

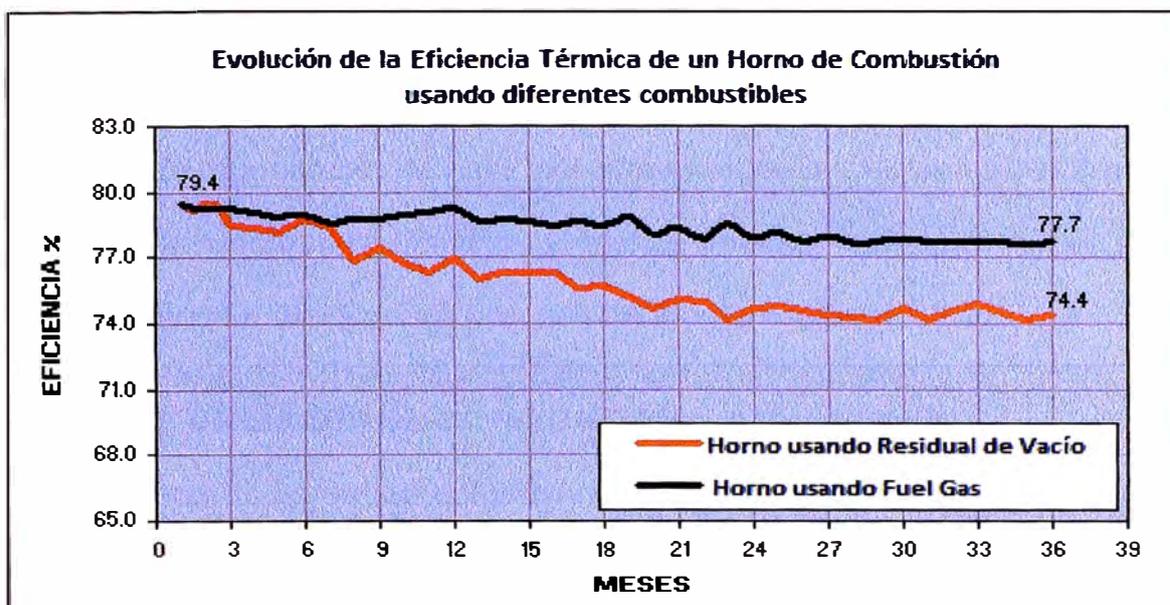
Fuente: Dpto. de Procesos de Refinería.

De la gráfica se observa que la eficiencia de operación se ve influenciada en gran medida por el tipo de combustible que se usa en el equipo. Cabe mencionar que la pérdida de eficiencia de estos equipos es progresiva y esperada, por lo que la frecuencia de parada para limpieza se ve altamente influenciada por el tipo de combustible que se quema y las condiciones de operación del equipo.

El horno 03H2B que usa residual de vacío como combustible ha presentado una disminución de su eficiencia inicial de 79.4% a 74.4% después de 36 meses de operación continua lo que representa una pérdida de eficiencia de 6.3% y un incremento del consumo de combustible del 6.7% respecto al valor inicial.

El horno 04H1 que solamente opera con fuel gas como combustible tenía una eficiencia inicial del 86% la que se ha reducido a 84% lo que representa una disminución de 1.8% y un incremento del consumo de combustible del 2.2% respecto al consumo inicial, durante el mismo tiempo de operación.

Con el análisis efectuado, se han extrapolado las condiciones del horno 03H2B considerando que se opere íntegramente con fuel gas como combustible y comparar con su actual operación usando residual de vacío como combustible. Las curvas resultantes se muestran en la siguiente gráfica 3.3.



Gráfica 3.3: Disminución de la Eficiencia en Horno de Combustión con diferentes combustibles.

Fuente: Dpto. de Procesos de Refinería.

De la gráfica anterior se observa la diferencia operativa existente por el uso de un combustible gaseoso en lugar de combustibles residuales. La operación del equipo con residual de vacío produce una disminución del 3% menor que la eficiencia obtenida operando con fuel gas, durante el mismo tiempo de operación. Cada 1% de pérdida de eficiencia en el horno 03H2B equivale aproximadamente a 0.8 GJ de consumo de combustible adicional.

3.3 DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS DE COMBUSTIÓN

El uso de combustibles residuales que tienen azufre elemental en su composición, forman compuestos SO_x que a altas temperaturas generan corrosión en los equipos de combustión. Esto trae como consecuencia un incremento de los costos de mantenimiento y disminución del índice de confiabilidad de los equipos.

La disponibilidad de los equipos está relacionada con el estado operativo de los mismos (eficiencia térmica). Un equipo que haya perdido gradualmente capacidad de intercambio de calor por ensuciamiento, obligará a efectuar su parada para efectuar la limpieza y mantenimiento correspondiente, para dejar el equipo en condiciones óptimas de funcionamiento.

3.4 EMISIONES DE GASES DE COMBUSTIÓN A ATMÓSFERA

Las emisiones de gases de combustión a la atmósfera están ligadas al tipo de combustible que se usa. El uso de combustibles residuales genera mayores emisiones de CO₂ respecto a los combustibles gaseosos, debido a que tienen una relación de carbono-hidrógeno (C/H) mayor a estos últimos. La relación C/H refleja la facilidad que tiene un combustible para quemarse y el nivel de emisiones de CO₂ que genera. En la tabla 3.2 se muestran estos datos por cada combustible usado en la planta.

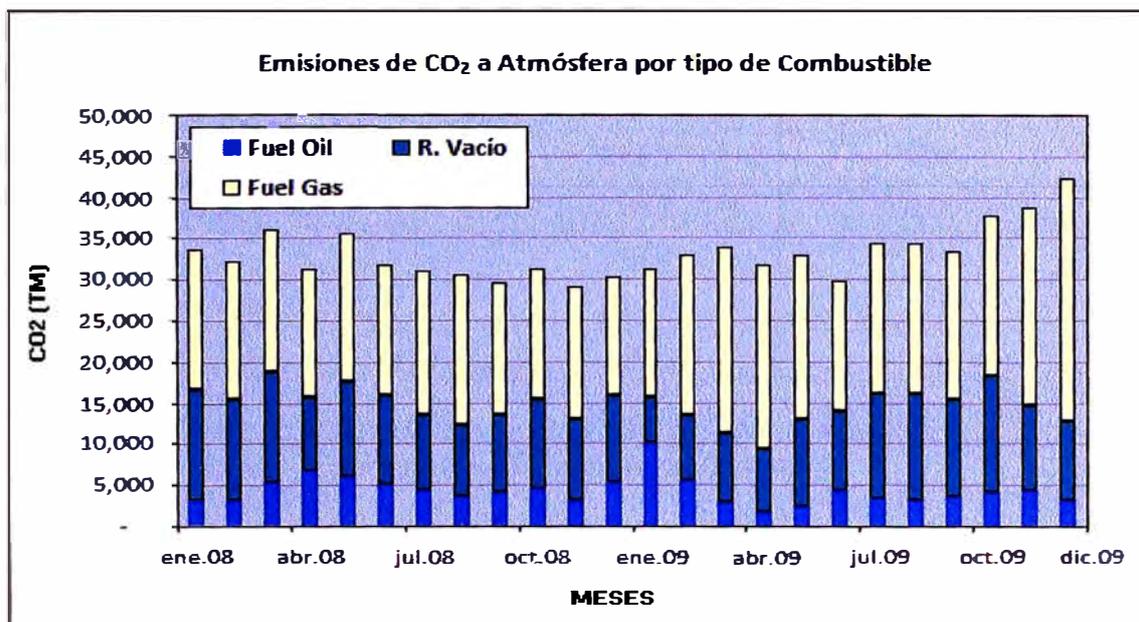
Combustible	Relación C/H (kg/kg)	Factor de Emisión de CO ₂ (kg CO ₂ /GJ)
Fuel Oil	8.87	81.11
Residual de Vacío	9.02	81.40
Fuel Gas	0.22	56.75*

Relación C/H para el caso del fuel gas está expresada en mol/mol.

* El factor de emisión corresponde al valor ponderado para los 3 tipos de gas combustible.
Fuente: Dpto. Procesos de Refinería.

Tabla 3.2: Propiedades de Combustión y Emisión de Combustibles

De la tabla se observa que se generan aproximadamente **15 kg CO₂/GJ** adicionales por el uso de fuel oil o residual de vacío en lugar de fuel gas como combustible.



Gráfica 3.4: Evolución de las Emisiones de CO₂ de Refinería.

Fuente: Dpto. de Procesos de Refinería

La posibilidad de reducir las emisiones de CO₂ en forma sostenida mediante la sustitución de combustibles residuales por combustibles gaseosos, proporciona bonos de carbono que pueden ser negociados o vendidos a empresas que integran el Protocolo de Kyoto y que requieren de mayores derechos de emisiones de carbono a la atmósfera.

En la tabla 3.3 se muestran las emisiones medias de CO₂ y SO₂ que generan por tipo de combustible en Refinería.

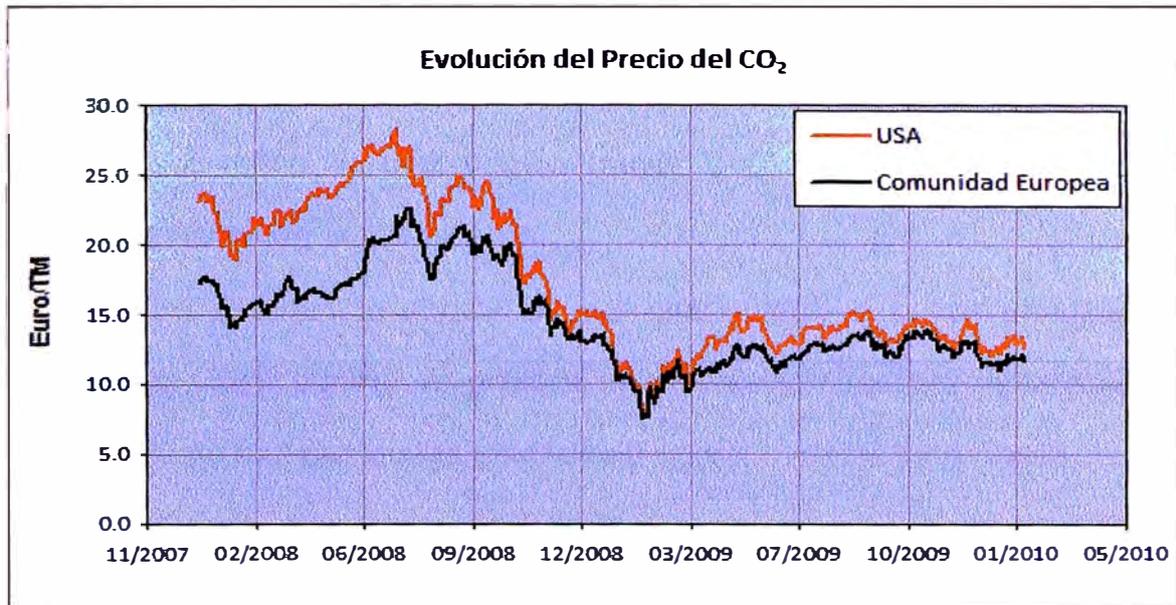
Combustible	CO₂ (TM/día)	SO₂ (TM/día)
Fuel Gas 01D101	165.7	0.7
Fuel Gas 02D101	371.1	1.3
Fuel Gas a Turbina	196.8	0.0
Fuel Oil	146.4	1.4
Residual de Vacío	309.9	2.9
TOTAL	1,189.9	6.3

Tabla 3.3: Emisiones de CO₂ y SO₂ de Refinería

Fuente: Dpto. Procesos de Refinería.

La variabilidad de las emisiones de CO₂ y SO₂ en los equipos de combustión está relacionada con la distribución porcentual de los combustibles usados en su operación. Un mayor uso de combustibles residuales incrementarán las emisiones de carbono.

La gráfica 3.5 muestra la evolución del precio por derecho de emisión de CO₂ en el mercado norteamericano y europeo. En la actualidad el costo que genera a la industria por derechos de emisión de GEI's (integrantes del Protocolo de Kyoto) implica el continuo desarrollo de proyectos que conlleven a la reducción de su inventario y de la venta de bonos de carbono en el mercado internacional.



Gráfica N° 3.5: Evolución del Precio del derecho de emisiones de CO₂

Fuente: <http://www.sendeCO2.com>

3.5 RESUMEN DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS ACTUALES

Los problemas y limitaciones por el uso de combustibles residuales en los equipos de combustión de refinería, se resumen a continuación:

- Variabilidad de los costos de operación por el uso de combustibles residuales, que impactan en el margen económico de refino.
- Pérdida acentuada de eficiencia térmica en equipos de combustión incrementando costos operativos frente al uso de un mismo combustible.
- Alta fluctuación de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero a la atmósfera, por variabilidad del consumo de combustibles residuales, que no permiten un control sostenible ni evaluación del inventario de gases al realizarse mejoras operativas.
- Realización de paradas de mantenimiento continuas en hornos de proceso y calderos para efectuar la limpieza de zonas de intercambio de calor, con el correspondiente impacto económico en la planta.

- Limitaciones en la producción de energía eléctrica en la Unidad de Cogeneración por la falta de disponibilidad del fuel gas producido en unidades de refino, lo cual origina mayor dependencia del suministro de energía eléctrica de la red externa.
- Falta de un sistema de aporte de gas combustible a la red principal que permita un mejor control de presión en el colector frente a variaciones de producción de fuel gas en las unidades o en los equipos de proceso.

CAPITULO 4

SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES

El gas natural que reemplazará a los combustibles residuales, se mezclará con el fuel gas producido por la refinería en el colector de suministro existente, por lo que se requerirá evaluar las nuevas características del combustible gaseoso resultante (mezcla fuel gas – gas natural) y sus efectos en los quemadores de los equipos de combustión y determinar si se requerirán efectuar modificaciones en los equipos actuales. Evaluar los efectos que tienen dos combustibles gaseosos en la combustión de un mismo quemador, se efectúa mediante el análisis de intercambiabilidad.

4.1 INTERCAMBIABILIDAD DE COMBUSTIBLES GASEOSOS

Se dice que dos combustibles son intercambiables cuando distribuidos a la misma presión dentro de la misma instalación a las mismas condiciones, producen el mismo flujo calorífico, posición y comportamiento de la llama. Siendo la combustión, por naturaleza una reacción química, no puede existir una intercambiabilidad absoluta. Sin embargo dicha rigurosidad no es necesaria ya que basta que con ciertas características básicas se conserven de forma aproximada. [7]

La intercambiabilidad de un combustible por otro es un requisito que debe ser analizado cuidadosamente para mantener la eficiencia de combustión en el quemador, patrón de llama, nivel de emisiones, etc. Cinco aspectos deben considerarse cuando se debe reemplazar un combustible por otro:

- La cantidad de calor introducido debe mantenerse constante.
- Debe mantenerse la capacidad de manejo del nuevo combustible por las válvulas, tuberías, quemadores, etc.
- Se debe mantener la estabilidad de los quemadores.
- Debe mantener similar modelo de transferencia de calor.
- Mantener las características de la atmósfera del equipo (horno, caldera, combustor).

Cuando dos combustibles no son intercambiables, se requieren hacer cambios en los equipos de combustión antes de efectuar la sustitución o adecuar el combustible de reemplazo efectuando mezclas en caso se requiera mantener el sistema sin cambios.

4.1.1 Índices de Intercambiabilidad de Gases

Se han desarrollado varios métodos para la evaluación de la intercambiabilidad de combustibles gaseosos. Estos métodos han desarrollado índices que relacionan poder calorífico, composición, temperaturas de flama, etc. Varios de estos índices han sido obtenidos por correlación de acuerdo a procedimientos experimentales.

El índice que mayor difusión para la evaluación de la intercambiabilidad de gases combustibles en la industria es el **índice de Wobbe**⁸.

El índice de Wobbe es derivado del principio básico del flujo dinámico de fluidos y se desarrolló a partir de los siguientes principios:

1. El calor entregado por un quemador a presión constante a través de un orificio determinado, es proporcional al caudal volumétrico de combustible gaseoso en el tiempo.
2. La velocidad a través del orificio determinado a presión constante de un combustible gaseoso, es proporcional a su gravedad específica.
3. El poder calorífico de un gas combustible es proporcional a su gravedad específica.

El índice de Wobbe es proporcional al calor entregado por un combustible a presión constante. Históricamente, la industria de turbinas de gas ha considerado el índice de Wobbe para determinar la intercambiabilidad de gases. [7]

La expresión que define al Índice de Wobbe es la siguiente:

$$WI = \frac{PCS}{\sqrt{s}}$$

⁸ Desarrollado por el físico Goffredo Wobbe en 1927 (Bologna, Italia)

Donde:

- WI : Wobbe Index, expresado en MJ/Nm³.
 PCS : Poder Calorífico Superior del Gas en MJ/Nm³.
 s : Densidad relativa del gas respecto al aire.

También se ha desarrollado el Índice de Wobbe modificado, el cual corrige el valor considerando la temperatura a la que se suministra el gas en punta del quemador. [8]

$$WIM = \frac{PCS}{\sqrt{s}} \times \sqrt{\frac{T_{REF}}{T}}$$

Donde:

- T_{REF} : Temperatura de referencia (R).
 T : Temperatura de suministro del gas (R).

Los gases combustibles de acuerdo al índice de Wobbe se han clasificado en 03 familias:

Familias	Índice de Wobbe	Ejemplos
Primera Familia	22.4 - 24.8 MJ/Sm ³	Gas manufacturado, gas de coque, mezclas gas – aire.
Segunda Familia	39.1 y 54.7 MJ/Sm ³	Gas Natural, aire propanado ⁹ .
Tercera Familia	72.9 y 87.3 MJ/Sm ³	GLP, propano, butano.

Tabla 4.1: Familias de Gases Combustibles de acuerdo al índice de Wobbe

⁹ Aire propanado: combustible resultante de la mezcla propano-aire también llamado gas de síntesis.

Dos gases combustibles son intercambiables si:

- ✓ Los gases combustibles pertenecen a la misma familia de gases.
- ✓ El índice de Wobbe presenta una variación máxima de $\pm 5\%$ en el valor determinado de un gas respecto al otro. Esto asegura que los ratios de presión en las boquillas de quemadores sean mantenidos dentro de los límites requeridos.
- ✓ En quemadores de baja emisión de compuestos NOx (tipo DLN¹⁰) los valores del índice de Wobbe modificado no debe exceder el 2% de variación respecto al nominal requerido.

En la figura 4.1 se muestran los fenómenos que se producen cuando u combustible gaseoso excede los límites de diseño especificados para un quemador de combustible.

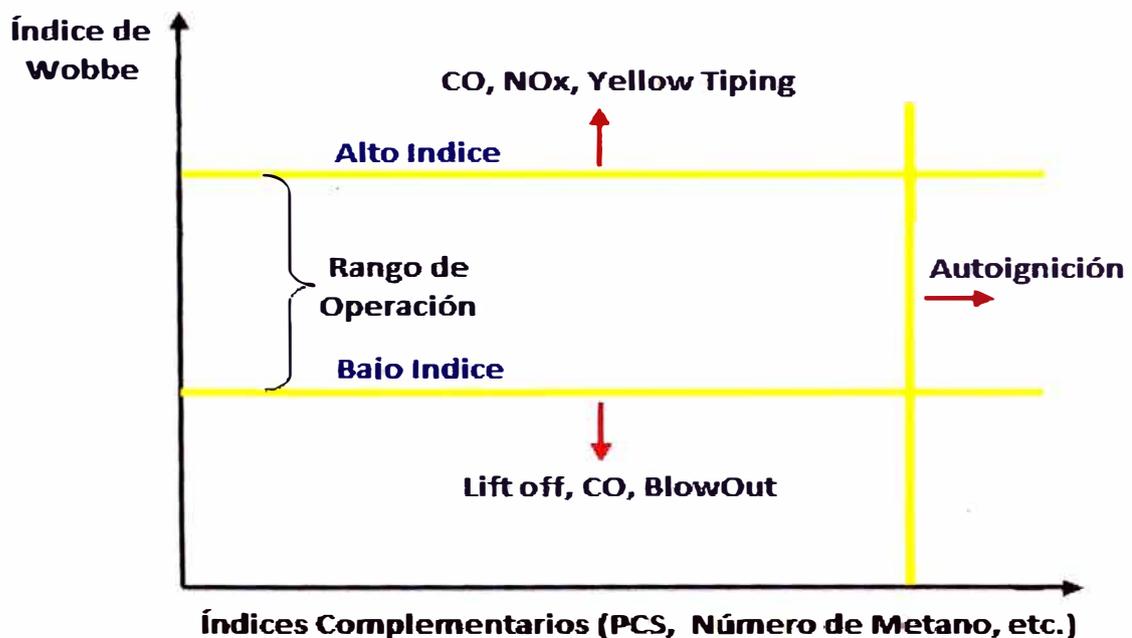


Figura 4.1: Fenómenos de combustión producidos por la variación del Índice de Wobbe en Gases Combustibles.

¹⁰ DLN: Dry Low NOx. Tecnología de quemadores de baja emisión de compuestos nitrogenados.

En la figura anterior se observan 3 zonas bien definidas:

- Rango de Operación: Contempla la zona permisible de variación que tiene un gas combustible y que no implican problemas de combustión en el quemador ($\pm 5\%$ en el caso de quemadores de difusión y $\pm 2\%$ en el caso de quemadores de bajo NOx).
- Índice de Wobbe Alto: En esta zona se producen alta generación de CO (mala combustión), alta generación de NOx por altas temperaturas de flama y un fenómeno peligroso denominado “yellow tipping¹¹”, y “flashback” o retroceso de llama.
- Índice de Wobbe Bajo: En esta zona se produce alta generación de CO, lift-off (incremento de la distancia entre el orificio y la base de la flama), desprendimiento de llama (blow-out), pudiendo originar apagado de la misma.

4.2 COMBUSTIBLES GASEOSOS PRODUCIDOS EN REFINERÍA

El procesamiento de diferentes canastas de crudos en la Refinería produce diferentes composiciones de gas combustible en cada unidad de proceso.

Los combustibles gaseosos al tener propiedades químicas particulares son variables que se toman en cuenta al momento de la selección de un quemador o para su evaluación en un modo de operación distinto a los parámetros de diseño establecidos inicialmente en el equipo.

¹¹ Presencia de partículas incandescentes de combustible no quemado que inciden en las superficies de los equipos de combustión, produciendo corrosión y desgaste de material.

De acuerdo a la configuración de la red de fuel gas, los quemadores de los equipos de combustión asociados a un mismo tanque de balance de presión (ver figura 3.1), tienen los mismos requerimientos de composición y características del fuel gas quemado. Actualmente se tienen 03 tipos de fuel gas combustible en la planta, debido a las diferentes composiciones de fuel gas de alimentación de las unidades de las que provienen.

Las propiedades de las corrientes de fuel gas se muestran en la tabla 4.2.

Componente	Fórmula	01D101	02D101	23D15
Hidrógeno	H ₂	45.3	44.8	31.3
Metano	CH ₄	20.8	22.3	23.5
Etano	C ₂ H ₆	15.7	14.7	13.5
Etileno	C ₂ H ₄	0.0	0.0	9.5
Propano	C ₃ H ₈	6.4	9.0	4.6
Dióxido Carbono	CO ₂	0.0	0.0	0.6
Propileno	C ₃ H ₆	3.1	0.0	6.1
i-Butano	iC ₄ H ₁₀	2.3	0.0	0.8
n-Butano	C ₄ H ₁₀	3.2	5.4	0.8
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	1.8	1.4	0.0
Oxígeno	O ₂	0.0	0.0	0.1
i-Buteno	C ₄ H ₈	0.0	0.0	0.5
Nitrógeno	N ₂	0.0	0.0	6.6
1-Buteno	iC ₄ H ₈	0.3	0.0	0.5
Cis-2-Buteno	C ₄ H ₈	0.0	0.0	0.3
i-Pentano	iC ₅ H ₁₂	0.7	0.0	0.5
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.4	2.4	0.2
Hexano	C ₆ H ₁₄	0.0	0.0	0.0
Vapor de Agua	H ₂ O	0.0	0.0	0.0
Peso Molecular	gr/mol	17.87	18.22	20.40
Poder Calorífico Superior	MJ/Sm³	41.63	43.23	41.71
Poder Calorífico Inferior	MJ/Nm³	37.68	38.54	38.51
	GJ/t	47.23	47.39	42.29
Índice de Wobbe	MJ/Sm³	53.00	54.51	49.70
Factor de Emisión	kg CO₂/GJ	54.08	57.18	58.03

Tabla 4.2: Cromatografía de los gases combustibles producidos en planta

Las propiedades de los combustibles residuales se muestran en la tabla siguiente:

Combustible	Gravedad Específica	% Azufre en peso	PCI (GJ/t)	FE (kg CO₂/GJ)
Fuel Oil	0.9960	1.6	39.19	81.11
Residual de Vacío	1.0250	1.7	39.20	81.40

Tabla 4.3: Propiedades de Combustibles residuales

4.3 EVALUACIÓN DE LA INTERCAMBIABILIDAD DE COMBUSTIBLES GASEOSOS

Para evaluar la intercambiabilidad de los combustibles gaseosos se han tenido las siguientes consideraciones:

- Dado que la planta ya cuenta con un sistema de suministro y distribución de gas combustible, el aporte de gas natural se efectuará al sistema existente de manera que se pueda incrementar el consumo de fuel gas en unidades (mezcla de fuel gas de refinería y gas natural).
- Los costos de suministro de gas natural destinado para la generación eléctrica son menores respecto a los destinados para uso en la industria en general. Por tanto para el caso particular de la unidad de Cogeneración, se evaluará la sustitución total del fuel gas quemado por gas natural.
- La mezcla “fuel gas – gas natural” resultante en cada tanque de balance deberá asegurar la intercambiabilidad requerida respecto a las condiciones especificadas en los quemadores, para que pueda ser quemado sin problemas.

De acuerdo al método de evaluación de la intercambiabilidad de combustibles gaseosos definido en el capítulo II, se ha calculado los límites de variabilidad permisibles del índice de Wobbe y se han comparado con las propiedades del gas natural. Los resultados se muestran en la tabla 4.3.

Tanque de Balance de Fuel Gas	Índice de Wobbe (MJ/Sm ³)		Desv. del Índice de Wobbe del GN (51.77 MJ/Nm ³) respecto al diseño de quemadores
	Diseño	Intervalo Permisible de diseño ($\pm 5\%$)	
01D101	53.00	50.35 – 55.65	-2.3%
02D101	54.51	51.78 – 57.24	-5.0%
23D15	49.70	47.22 – 52.19	4.2%

Tabla 4.4: Índices de Intercambiabilidad de Combustibles gaseosos

De los resultados obtenidos en la tabla 4.4 se determina lo siguiente:

- ✓ Para el caso del fuel gas procedente del tanque de balance 01D101, el índice de Wobbe del gas natural está dentro del rango permisible especificado para los quemadores, por lo que su **intercambiabilidad con el gas natural es viable para mezcla o reemplazo total;** aunque esto último no se llevará a cabo dado que el combustible resultante será una mezcla de gas natural con el fuel gas usado actualmente.
- ✓ Para el caso del fuel gas procedente del tanque de balance 02D101, el índice de Wobbe del gas natural está en el límite inferior del rango permisible. Con este dato se puede afirmar que la **intercambiabilidad con el gas natural es viable para mezcla y**

para reemplazo total: aunque esto último no se llevará a cabo dado que el combustible resultante será una mezcla de gas natural con el fuel gas usado actualmente.

Para el caso del fuel gas procedente del tanque 23D15, el índice de Wobbe del gas natural está dentro del rango permisible especificado para los quemadores, por lo que su **intercambiabilidad con el gas natural es viable para mezcla o reemplazo total.** En este caso la sustitución del fuel gas quemado en la turbina de cogeneración será total.

4.4 REQUERIMIENTOS DE GAS NATURAL EN LA PLANTA

De acuerdo a los datos mostrados en la tabla 3.1, se tiene la posibilidad de reemplazar 232.6 GJ/h que corresponden al consumo total de combustibles residuales en refinería (75.3 GJ/h del fuel oil y 157.3 GJ/h del residual de vacío). Dicho reemplazo permitiría obtener el máximo ahorro económico del proyecto, y maximizar las ventajas obtenidas por el uso de éste combustible, sin embargo se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

Se deberá garantizar la operación de la planta (fiabilidad operativa) en caso de corte súbito de suministro de gas natural hacia el colector de refinería.

Se requieren definir aquellos equipos que por su criticidad, requieran continuar con el uso de combustibles residuales, y permitan mantener la operación de la planta en caso de fallo de suministro de gas natural.

El gas natural a suministrar a refinería tendrá dos destinos diferenciados:

- a. Gas Natural a la Unidad de Cogeneración: El gas natural sustituiría al fuel gas tratado en la unidad de Aminas que se alimenta a esta unidad. El fuel gas que actualmente se usa en la Unidad de Cogeneración (128.3 GJ/h), se derivaría hacia el tanque de balance 01D101 para que se efectúe su quemado en los equipos de las unidades de UDP I/UDV I, UF/PT y calderas de vapor. Este caudal de gas implica un reemplazo indirecto del residual de vacío y fuel oil que se usa en estos equipos.

- b. Gas Natural a Unidades: Adicionalmente se suministraría gas natural a los tanques de balance 01D101 y 02D101 para efectuar el reemplazo de mayor cantidad de combustible líquido en los equipos de combustión de refinería.

4.4.1 Cálculo del consumo de Gas Natural en la Planta

Para determinar el consumo mínimo de combustibles residuales a mantener en operación, de acuerdo al criterio anteriormente expuesto, se ha determinado para cada equipo de combustión, el consumo mínimo requerido de fuel oil o residual de vacío que garantice una operación estable y que puedan absorber posibles variaciones del suministro de gas natural durante la operación de la planta. Estos datos se muestran en la tabla 4.5.

Equipo	Heat Release de diseño por Quemador (GJ/h)	Nº de Quem.	Marca	Modelo	Heat Release Mínimo (GJ/h)*
01H101	22.0	12	John Zink	MA-22	11.73 (17%)
03H2A	8.97	3	John Zink	PLNC-14RS	8.97 (33%)
03H2B	5.19	4	John Zink	PLNC-14RM	5.19 (25%)
22H1	2.50	3	John Zink	PLNC-12RM	2.50 (33%)
22H2	9.21	1	John Zink	PMA-20RM	1.54 (17%)
22H3	2.11	5	John Zink	PMA-12RM	4.22 (40%)
22H4	2.11	4	John Zink	PMA-12RM	2.11 (25%)
22H5	2.37	1	John Zink	PMA-12RM	0.40 (17%)
42B1	89.68	1	COEN	DAF-26	25.65 (29%)
42B2	89.68	1	COEN	DAF-26	25.65 (29%)
42B3	100.23	1	COEN	DAF-28	28.67 (29%)
02H1	9.07	24	Zeeco	AC-200	45.36 (21%)
04H1	23.33	6	Zeeco	AC-179	-
24H1	23.01	4	Zeeco	AC-180	-
50TG1	130.00	1	Nuovo Pignone	-	-

Tabla 4.5: Datos de diseño de quemadores por Equipo de Combustión

(*) Valores entre paréntesis muestran el mínimo porcentaje de energía requerido a ser suministrado por los combustibles para garantizar una operación estable en el equipo, frente al de diseño.

De acuerdo a los valores mostrados en la tabla 4.5 se establece lo siguiente:

- El caudal de fuel gas reemplazado por gas natural en la unidad de cogeneración, se enviará hacia el tanque de balance 01D101 (ver figura 3.1), para su quemado en los hornos 01H101, 03H2A/B, 22H1, 22H2 y 22H3/4/5. Esto permitirá que estos equipos operen con un 50% de fuel gas propio y el otro 50% con el fuel gas desplazado de la unidad de cogeneración. Este panorama proporciona la fiabilidad

suficiente por lo que no será requerido el uso de combustible residual alguno.

- Para el caso de las calderas de vapor, al ser equipos de criticidad alta (suministran de vapor a toda la planta), se ha establecido que se mantendrán 02 de las 03 calderas de vapor operando con fuel oil el cual deberá satisfacer como mínimo el 29% de la demanda total de energía en dichos equipos (de acuerdo a los datos de la tabla 4.1).
- Se mantiene el horno 02H1 (el de mayor tamaño en la planta) operando con residual de vacío el cual proveerá el 21% del total de energía del horno (de acuerdo a los datos de la tabla 4.1). Esto equivale al uso de 5 quemadores operando con residual de vacío de un total de 24 quemadores, para mantener su operación en caso de corte intempestivo de Gas Natural.

Considerando los modos de operación definidos, el consumo calculado de gas natural por equipo se muestra en la tabla 4.6.

De acuerdo a esta tabla, se sustituirían 175 GJ/h de energía proporcionada por los combustibles residuales de los 232.6 GJ/h potenciales reemplazables (correspondiente al total de combustibles residuales quemados). Esto supone un grado de sustitución del 75% el cual se efectuaría en condiciones de fiabilidad operativa de la planta.

EQUIPO	Heat Release (GJ/h)	Actual		Futuro		
		FO ó RV (GJ/h)	Fuel Gas (GJ/h)	FO ó RV (GJ/h)	Fuel Gas Mezcla en Colector (FG+GN)	
					Fuel Gas (GJ/h)	Gas Natural (GJ/h)
01H101	74.0	34.9	39.1	0.0	74.0	0.0
03H2A	21.7	11.3	10.5	0.0	20.4	0.0
03H2B	16.6	6.1	10.5	0.0	15.5	0.0
22H1	6.6	4.4	2.3	0.0	6.2	0.0
22H2	9.1	6.0	3.1	0.0	8.5	0.0
22H3	10.3	6.5	3.9	0.0	9.7	0.0
22H4	7.3	6.0	1.3	0.0	6.8	0.0
22H5	2.2	1.3	1.0	0.0	2.1	0.0
42B1	38.7	28.3	10.4	11.1*	25.9	0.0
42B2	32.0	19.5	12.5	9.1*	21.4	0.0
42B3	21.3	3.4	17.9	0.0	20.0	0.0
02H1	179.6	105.1	74.5	37.4*	109.4	22.6
04H1	107.5	0.0	107.5	0.0	82.8	17.1
24H1	44.2	0.0	44.2	0.0	34.0	7.0
50TG1	128.3	0.0	128.3	0.0	0.0	128.3
TOTAL	699.5	75.3	466.9	157.3	466.9	175.0

Tabla 4.6: Sustitución potencial de combustibles residuales en equipos de combustión por Gas Natural

(*) Consumo mínimo de combustible líquido en equipos críticos para mantener la fiabilidad operativa de la planta.

Considerando las propiedades del gas natural y fuel gas de refinería (tablas 2.2 y 4.2 respectivamente), se han determinado los caudales volumétricos de gas natural requeridos. El resumen y la demanda volumétrica se muestran en la tabla 4.7 y 4.8 respectivamente.

Combustible		Situación Actual (GJ/h)	Situación Futura (GJ/h)
Fuel Oil a Unidades		75.3	20.2
Residual de Vacío a Unidades		157.3	37.4
Fuel Gas a Unidades		338.6	466.9
Fuel Gas a Cogeneración		128.3	0.0
Gas Natural a Unidades*	Residual de Vacío	0.0	46.7
	Fuel Oil	0.0	0.0
Gas Natural a Cogeneración		0.0	128.3
Total		699.5	699.5

Tabla 4.7: Sustitución potencial de combustibles residuales en equipos de combustión por Gas Natural

(*) Se diferencia el tipo de combustible sustituido por gas natural.

DESTINO	VALOR	
	Nm³/h	Sm³/h
Gas Natural a Unidades	1,208	1,274
Gas Natural a Cogeneración	3,333	3,516
Total Gas Natural	4,541	4,790

Tabla 4.8: Caudales de Gas Natural requeridos en Planta

4.4.2 Demanda Futura de Gas Natural en la Planta

De acuerdo a la ley N° 28694 emitida en el año 2006 por el gobierno peruano la cual regula el contenido de azufre en el combustible diesel estableciéndolo en un máximo de 50 ppm de azufre y al decreto supremo D.S. 061-2009-EM emitido en Septiembre de 2009, la cual pone en vigencia dicha norma a partir del año 2015; la refinería dentro de su plan estratégico ha incluido dentro de su presupuesto de inversiones la construcción de unidades desulfuradoras para la adecuación de los combustibles y cumplir con la normativa cuando se ponga en vigencia.

De acuerdo a cálculos preliminares definidos en el estudio técnico del proyecto de Adecuación de Combustibles, para la construcción de dichas unidades que se viene llevando a cabo, el incremento del consumo de Gas Natural futuro considerando las condiciones actuales se muestran en la tabla 4.9.

DESTINO	VALOR	
	Nm ³ /h	Sm ³ /h
Unidades Actuales	1,208	1,274
Actual Unidad de Cogeneración	3,333	3,516
Futura Unidad de Cogeneración ⁽¹⁾	12,272	12,946
Futura Unidad de Hidrógeno ⁽¹⁾	22,655	23,899
Futuras Unidades ⁽¹⁾	532	561
Demanda Total Futura	40,000	42,196

(1) Se estima consumo a partir del año 2015.

Tabla 4.9: Demanda de GN para las condiciones actuales y futuras

Los requerimientos futuros de gas natural no son parte del presente estudio, sin embargo deben ser considerados para el dimensionamiento del colector de distribución de manera que el sistema cuente con la flexibilidad operativa cuando sea requerido.

4.5 REQUERIMIENTOS OPERATIVOS DE LOS EQUIPOS DE COMBUSTIÓN

La referencia de los equipos incluidos en el sistema de suministro de combustible se muestra en el esquema general de la red incluida en el anexo I.

4.5.1 Niveles de Presión de Suministro de Gas Natural

La presión de suministro de Gas Natural garantizada por la distribuidora Cálidda en el colector de entrada a Refinería es de 27 barg como mínimo (26.7 kg/cm²g), sin considerar que las Estaciones de Regulación de Presión (ERP-1) y Estación de Regulación y Medida (ERM-1) dicha presión cae como mínimo 4 bar adicionales debido a la regulación. Se espera que en los primeros años del contrato de suministro la presión de alimentación esté comprendida 35 y 40 barg (34.6/39.5 kg/cm²g), que es la presión actual de otros usuarios de la zona industrial.

Los niveles de presión requeridos por los equipos de combustión en refinería, se detallan a continuación:

4.5.1.1 Unidades Existentes

- Unidad de Cogeneración: Requiere una presión mínima de 25 kg/cm²g a la descarga del compresor de gas 50G1.
- Hornos y Calderas existentes: Requieren una presión mínima de 2.5 kg/cm²g y máxima de 3.5 kg/cm²g en la línea de alimentación de los tanques de balance de presión 01D101 y 02D101.

4.5.1.2 Unidades Futuras

- Nueva Unidad de Cogeneración: Este proyecto deberá evaluar la posibilidad de que la nueva turbina de gas pueda operar con una

presión de alimentación de 22 barg (21.7 kg/cm²g), o incluir etapa de compresión en caso de ser requerido.

- Unidad Productora de Hidrógeno: La presión típica requerida para este tipo de plantas está alrededor de los 32 barg, por lo al ser superior al valor actual garantizado, el proyecto deberá prever una etapa de compresión en su diseño básico.
- Nuevos Hornos de Proceso: Se estiman requerimientos de presión similares a los hornos y calderos actuales.

4.6 CONTRATO DE SUMINISTRO

De acuerdo al nivel de consumo requerido para la situación actual, la refinería se clasificaría en la categoría "D" (más de 300,000 m³/mes medidos a condiciones estándar) la que aplicará para el cálculo de los costos de suministro contemplados en el documento emitido por OSINERG N° 097-2004-OS/CD (ver tabla 2.3 del capítulo II).

Para garantizar la fiabilidad operativa y operación continua de la refinería, se requerirá optar por un contrato de Servicio Firme. El servicio firme estipula que el suministro no podrá estar sujeto a variación ni interrupción, salvo en casos de mantenimiento programado y las contenidas en la normativa de despacho.

Se requerirán efectuar contratos independientes de suministro de gas natural con los concesionarios de producción (Pluspetrol), red de transporte (TgP) y red de distribución (Cálidda). Además con cada uno de ellos se

requerirá diferenciar los contratos de suministro de gas para consumo industrial y generación eléctrica ya que los costos asociados por uso son distintos.

De acuerdo a los valores determinados en el capítulo IV, la demanda de gas natural expresada en forma diaria se muestra en la siguiente tabla:

Tipo de Contrato	MMPCD	Sm³/d	MMBtu/d*
Uso Industrial	1,080	30,582	1,174
Uso para Generación Eléctrica	2,980	84,384	3,239
Total Capacidad de Contrato	4,060	114,966	4,413

Tabla 4.10: Capacidad de Contrato de Suministro de Gas Natural

(*) Sobre el PCS del gas natural

4.7 REDUCCIÓN DE EMISIONES A ATMÓSFERA

El uso de gas natural permitirá reducir las emisiones gaseosas de efecto invernadero como el CO₂ y emisiones de SO_x por el menor contenido de azufre del gas natural, respecto a los combustibles residuales.

Considerando los factores de emisión de CO₂ de los combustibles actuales y los del gas natural, el contenido de azufre en composición y el caudal de gas natural calculado para la situación actual, la reducción de emisiones a obtenerse por el reemplazo se muestra en la tabla 4.11.

Combustible	Situación Actual		Situación Futura	
	CO ₂ (t/día)	SO ₂ (t/día)	CO ₂ (t/día)	SO ₂ (t/día)
Fuel Gas 01D101	165.7	0.7	362.5	0.7
Fuel Gas 02D101	371.1	1.3	371.1	1.3
Fuel Gas a Turbina	196.8	0.0	0.0	0.0
Fuel Oil	146.4	1.4	39.3	0.4
Residual de Vacío	309.9	2.9	73.7	0.7
Gas Natural a Unidades	0.0	0.0	56.6	0.0
Gas Natural a Cogeneración	0.0	0.0	155.7	0.0
TOTAL	1,189.9	6.3	1,058.9	3.1

Tabla 4.11: Reducción de Emisiones de CO₂ y SO₂ de Refinería por uso de gas natural

Fuente: Dpto. Procesos de Refinería.

Con el uso del gas natural en refinería se lograría una reducción del 11% en el caudal de emisiones de CO₂ y un 51% en el caudal de emisiones de SO₂ a la atmósfera.

CAPITULO 5

DESCRIPCIÓN DEL SUMINISTRO, OPERACIÓN Y CONTROL DEL GAS NATURAL A LA PLANTA

Los equipos e instalaciones descritas en este apartado se muestran en la figura 5.1 del anexo IV.

5.1 EQUIPOS E INSTALACIONES DE SUMINISTRO

Los equipos e instalaciones requeridas para el suministro de gas natural a refinería se describen a continuación:

5.1.1 Por parte de la Distribuidora (Cálidda)

- **Tendido de Colector desde Red de GN de alta presión existente**

Comprenderá el tendido de troncal de gas natural de 10"Ø desde red de alta presión (situada aproximadamente a 2.5 km. al sur de refinería) hasta las instalaciones de la planta. El colector contará con válvula de servicio para suministro de gas a Refinería.

- **Tendido de Colector para Suministro de GN a Baja Presión y Estación Reguladora de Presión (ERP-1)**

Comprenderá el tendido de línea independiente de 6"Ø desde Red de Alta presión de 10"Ø hasta Estación Reguladora de Presión (ERP-1)

a ser instalada al interior de refinería. En la salida de dicha estación se contarán con dos puntos independientes de suministro de gas natural: un ramal proveerá de gas de baja presión a Refinería y el segundo suministrará gas natural a red de distribución futura de gas natural para uso residencial. Esta estación y equipos anexos serán suministrados e instalados íntegramente por la distribuidora Cálidda. Dado que dicha estación será instalada en propiedad de Refinería, se deberá tener en cuenta la Servidumbre correspondiente.

5.1.2 Por parte de Refinería

- **Acometida de Ingreso y Estación de Filtrado de GN**

Comprenderá el tendido de la línea de suministro desde la válvula de servicio del colector de alta presión, hacia la Estación de Filtrado de gas (EF-1) al interior de Refinería. Esta estación estará compuesta de 02 filtros micrónicos de 5 um dispuestos en paralelo (principal y stand by) de manera que se faciliten las actividades de mantenimiento sin interrupciones del servicio.

A la salida de la estación de filtrado se contarán con 02 ramales de suministro independientes. Un ramal suministrará el gas natural a la Unidad de Cogeneración (actual y futura) a través de la Estación de Regulación (ERM-1) y el segundo para la futura Unidad Productora de Hidrógeno.

- **Estaciones de Regulación y Medición**

Se instalará 01 estación de regulación y medida (ERM-1) y 01 Estación de Medición (EM-1). Ambas regularán y medirán el gas natural a suministrar a la Unidad de Cogeneración (actual y futura) y a las Unidades de Refino respectivamente.

Las estaciones contarán con dos ramales de suministro dispuestos en paralelo (titular y stand by) para no interrumpir el suministro en caso de requerirse trabajos de mantenimiento o prever fallas del ramal operativo. Los equipos comprendidos en cada ramal de la ERM-1 y EM-1 son:

- **Reguladores de Presión**

Dispuesta solamente en la estación de regulación (ERM). Se compondrán de válvulas autorreguladoras para ajuste de presión de suministro y bloqueo en caso de sobrepresión o falla. Además el sistema contará con válvulas de seguridad para alivio de presión en caso de corte súbito del servicio.

- **Instrumentación**

Se contará con medidor de flujo de gas de tipo turbina o ultrasonido con medidores de presión y temperatura para compensación de lecturas del gas natural consumido por Refinería.

- **Red Interna de Distribución de Gas Natural (interior de refinería)**

Se contarán con dos puntos de distribución de gas natural al interior de refinería a partir de las estaciones de regulación correspondientes.

La primera línea de 4"Ø suministrará gas natural a la unidad de cogeneración y su instalación comprenderá el tramo desde la estación de regulación (ERM-1) hasta la línea de succión y descarga de 6"Ø y 4"Ø de diámetro respectivamente, del compresor de alimentación de gas dulce (50G1) a la Unidad de Cogeneración.

La segunda línea de 8"Ø suministrará gas natural a hornos y calderas de refinería, y su instalación comprenderá el tramo desde la estación de medición (EM-1) hasta la válvula existente de 6"Ø en la línea de alimentación de fuel gas de los tanques balance 01D101 y 02D101 (línea de interconexión común de 6"Ø).

Cada línea de suministro de gas natural contará con lazo de control de presión y medición de flujo en punto final de consumo. La medición independiente es requerida para verificar el consumo de gas natural frente al registrado por la distribuidora en las Estaciones de Medición correspondientes.

5.2 ESTIMACIÓN DEL DIAMETRO DEL COLECTOR DE GAS NATURAL

En base a los caudales de gas natural requeridos para las condiciones actuales y futuras de refinería, se ha dimensionado la red de distribución de gas natural al interior de refinería, considerando los niveles de presión requeridos por el sistema y definidos por los equipos de combustión.

Para el dimensionamiento del sistema se ha utilizado el programa de simulación de procesos HYSYS v3.2 desarrollado por Aspentech. Los resultados de la simulación se muestran en las figuras 6.1 y 6.2 respectivamente.

El software de simulación incluye los estándares para el diseño de redes de gas natural de alta y baja presión. El modelo provee la suficiente fiabilidad para efectuar el dimensionamiento de la instalación requerida por el proyecto. De acuerdo a los requerimientos de gas natural determinados para la condición actual y futura, en la tabla 6.1 se muestra las capacidades de los equipos principales del sistema.

Para efectuar el modelo de la red de suministro de gas natural a refinería se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

Las tuberías del sistema son de acero al carbono y cumplen con la especificación de la última edición de las normas API 5L, ASTM A53, ASTM A106, ANSI/ASME B 36.10 o equivalente a Norma NTP 111.010.

- El espesor de pared de tuberías considera la presión máxima de diseño y mínimo requerido de acuerdo a las normas ASME B36.10. El resumen de especificaciones consideradas se muestran en el anexo VIII.
- El dimensionamiento de la red de gas natural contempla la máxima demanda de suministro de los equipos de consumo, incluyendo las demandas futuras.
- En todos los puntos de la instalación, la velocidad de circulación del gas es deberá ser inferior a 30 m/s, para evitar vibraciones y ruidos excesivos en el sistema de tuberías (Norma NTP 111.010).

Las características de los principales equipos del sistema de acuerdo a los caudales definidos en el capítulo anterior se resumen en la tabla siguiente:

ELEMENTO	CAPACIDAD NOMINAL	
	Nm ³ /h	Sm ³ /h
Estación de Filtrado (EF-1)	37,918	40,000
Estación de Regulación de Presión (ERP-1)	18,959	20,000
Estación de Regulación y Medición (ERM-1)	15,167	16,000
Estación de Medición (EM-1)	7,584	8,000
Calentador Eléctrico de Gas Natural*	9.2 kW (consumo GN actual) 12.4 kW (consumo GN futuro)	

(*) El calentador eléctrico provee el calor necesario para evitar condensación del gas natural producto de su expansión en los sistemas de regulación (enfriamiento por caída de presión).

Tabla 5.1: Capacidad de Equipos del Sistema de Distribución de GN

La simulación de la red de suministro y principales variables operativas del sistema para la demanda actual y futura, se muestran en los anexos III, IV, V y VI respectivamente.

5.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE SUMINISTRO

En el anexo I y II se muestran el esquema de suministro con las variables principales de proceso e identificación de equipos del sistema para la Situación Actual y Futura del Proyecto.

5.3.1 Red de Alta Presión

El suministro de gas natural a refinería se realizará a través de 02 líneas de suministro de 10" y 6" para proveer de gas natural a alta y baja presión respectivamente. Ambas líneas contarán con válvulas de servicio que permitirán aislar las instalaciones de refinería del colector principal de alta presión.

5.3.2 Estación de Filtrado de Alta Presión (EF-1)

Esta estación recibirá el gas natural del colector principal de alta presión (a través de válvula de servicio) y efectuará su filtrado mediante filtros micrónicos de 5 μm dispuestos en paralelo (titular y stand by). La caída de presión máxima admisible en este sistema es de 0.5 kg/cm^2 , por lo que se contará con medidores de presión diferencial en cada filtro para el monitoreo correspondiente. Las señales analógicas del transmisor de presión diferencial se migrarán al Sistema de Control Distribuido (SCD) de refinería para su registro y seguimiento.

5.3.3 Estación de Regulación y Medición (ERM-1)

El gas natural proveniente de la estación de filtrado se enviará a esta estación en donde se llevará a cabo la regulación de la presión requerida para la Unidad de Cogeneración. En este punto además se efectuará la medición correspondiente del consumo de gas natural para la facturación por parte del concesionario.

Las válvulas de autorregulación serán prefijadas para dar una presión aguas abajo de 30 kg/cm²g para la situación actual. En el futuro dado que la presión disponible en la red será menor, la presión fijada en este punto será de 21 kg/cm²g. En ambos panoramas este valor considera que las válvulas de regulación requieren de un mínimo de 4 bar caída de presión para proveer de una regulación adecuada.

La medición del consumo de gas natural se realizará a través de un medidor de tipo turbina o ultrasónico, situado aguas abajo de las válvulas reguladoras. El valor de medición estará compensado por presión temperatura del gas, el cual estará medido a través de transmisores de presión y temperatura respectivamente, situados aguas arriba del medidor. Las señales de caudal, presión y temperatura de éste sistema se enviarán al Sistema de Control Distribuido de Refinería para su monitoreo y registro. Además la distribuidora proveerá de un sistema de envío de datos de medición on-line a sus instalaciones para el seguimiento respectivo.

5.3.4 Estación de Regulación de Presión (ERP-1)

En esta estación se lleva a cabo la regulación del gas natural suministrado a través de la línea de 6" del colector principal, para los consumidores de baja presión de las unidades de refino (hornos y calderas).

Las válvulas de autorregulación de éste sistema serán prefijadas para dar una presión aguas abajo de 5 kg/cm²g. Dado que ratio de expansión del gas natural producto de la regulación es bastante alta (alrededor de 6 a 1), el sistema contará con un calentador eléctrico de gas para proveer de calor al gas expansionado y evitar la aparición de posible condensado producto del subenfriamiento. El calentador eléctrico contará con un sistema regulación de corriente asociado a un lazo de control de temperatura del gas natural medido aguas abajo del sistema de regulación de presión. El valor prefijado de temperatura será de 40°C (referencia del gas natural de la red).

5.3.5 Estación de Medición (EM-1)

En esta estación se lleva a cabo solamente la medición del gas natural proveniente del sistema de regulación ERP-1 para registro y facturación. La medición del consumo de gas natural se realizará a través de un medidor de tipo turbina o ultrasónico, situado aguas abajo de las válvulas reguladoras. El valor de medición estará compensado por presión temperatura del gas, el cual estará medido a través de transmisores de presión y temperatura respectivamente, situados aguas arriba del medidor.

Las señales de caudal, presión y temperatura de éste sistema se enviarán al Sistema de Control Distribuido de Refinería para su monitoreo y registro. Además la distribuidora proveerá de un sistema de envío de datos de medición on-line a sus instalaciones para el seguimiento respectivo.

5.3.6 Sistema de Control de Distribución de Gas Natural

El sistema de control de gas natural al interior de refinería se divide en dos puntos: (1) Suministro de gas natural a la unidad de Cogeneración y (2) Suministro de gas natural de baja presión a las unidades de refino.

5.3.6.1 Control de Suministro de Gas Natural a Cogeneración

La turbina de cogeneración requiere una presión de 25 kg/cm²g en la línea de entrada al sistema de combustión. Con la presión actual del colector principal de suministro de gas natural comprendida entre 35 y 40 barg, la presión requerida se regulará mediante un nuevo lazo de control a instalarse en línea de descarga del compresor de gas dulce 50-G1 existente (válvula de control PCV-1). Si en el futuro la presión de suministro de gas natural desciende al rango garantizado por la distribuidora Cálidda (23 kg/cm²g), el gas natural se enviará a la línea de succión del compresor 50G1 (antes de filtros existentes) para su compresión a la presión requerida, controlando su presión a la succión del compresor (12.5 kg/cm²g) mediante un nuevo lazo de control instalado en dicho punto (PCV-2).

El control de los nuevos lazos, así como las señales de los transmisores de presión serán migrados y configurados en el Sistema de Control Distribuido de Refinería.

5.3.6.2 Control de Suministro de Gas Natural a Unidades de Refino

El gas natural suministrado para los hornos y calderas tendrá una presión de 5 kg/cm²g (salida de la ERP-1). El suministro de gas natural al sistema se efectuará a través de la interconexión en común de los tanques de balance existente 01D101 y 02D101 mediante nuevo lazo de control (PCV 3) de acuerdo a siguiente lógica:

En las condiciones actuales se maneja una presión del colector de fuel gas de 2.7 kg/cm²g en el tanque 02D101 (mediante válvula 02PCV015) y 2.5 kg/cm²g en el tanque 01D101 (mediante válvula 22PCV008) llevándose el control de presión del sistema en rango partido. Cuando la presión del colector de fuel gas sube por encima del valor de consigna (por perturbación o cambios en el consumo) se apertura la válvula de control 02PCV015 correspondiente al drum 02D101 venteando el gas al flare para controlar la presión del colector.

En caso de persistir la sobrepresión cuando ésta válvula se encuentre abierta por encima del 50%, la válvula de control correspondiente al drum 01D101 (22PCV008) comienza a abrir venteando el fuel gas al flare hasta obtener la presión del colector en

control. Para efectos de control de presión del colector, se considera que el sistema opera en forma ineficiente cuando la apertura de la válvula de control 02PCV015 es inferior al 5% de la carrera del obturador (margen de modulación propia de la red de fuel gas).

En condiciones de operación con gas natural, el suministro de éste combustible a la red de fuel gas estará condicionado a la señal de presión de la válvula de venteo 02PCV015 del tanque balance 02D101. Cuando el nivel de presión en el colector esté por debajo del set de control de presión (2.7 kg/cm²g), el sistema irá suministrando gas natural al colector hasta alcanzar el nivel de presión requerido. En el caso de generarse sobrepresión en la red de fuel gas y la válvula de control 02PCV015 comience a abrir hasta tener una apertura mayor al 5% y ventear gas al flare, la válvula de control PCV-3 de gas natural cerrará hasta que se reestablezca el control de la presión del colector. mediante el aumento del consumo de éste combustible en los equipos de refinería.

CAPITULO 6

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

La gestión del proyecto considerará la metodología Front End Loading (FEL). Dado que el desarrollo del proyecto está en la etapa de evaluación de factibilidad técnico-económica (FEL 1), la metodología asegura la validación de la oportunidad del negocio y minimizar la incertidumbre asociada a la inversión del proyecto a medida que se avanza con el desarrollo del mismo.

Como referencia se definen las fases consideradas en esta metodología:

- FEL 1: Fase de identificación de oportunidad. Valida la oportunidad del negocio y se basa en estudios de factibilidad técnico-económica.
- FEL 2: Fase de proyecto conceptual, es el inicio del planeamiento del proyecto a fin de seleccionar una alternativa y avanzar en las definiciones de la misma.
- FEL 3: Fase de proyecto básico, en esta fase se desarrolla detalladamente el alcance, se elabora la ingeniería básica, se crea el plan de ejecución y se logra una la estimación final de las inversiones con un mínimo error.

La metodología FEL permite lograr un conocimiento detallado del proyecto que permite tener un cálculo de la inversión con un $\pm 5\%$ de error. La finalización de la FEL coincide con la aprobación del proyecto.

6.1 INVERSIÓN DEL PROYECTO

El presupuesto ha sido elaborado por el Área de Ingeniería de Refinería a través de empresas especializadas para tal fin, la cual ha considerado los costos de adquisición e instalación de las Estaciones de Regulación de Presión y Medida suministradas por la distribuidora Cálidda. El detalle del presupuesto se muestra en el anexo II del presente documento y el resumen se muestra en la tabla 6.1.

ITEM	kUS\$
INSTALACIÓN	1,564.67
MATERIALES	267.27
INGENIERIA DE DETALLE	51.16
SUB TOTAL	1,883.1
CONTINGENCIAS + FEL 1 (30%)	564.93
TOTAL INVERSIÓN	2,448.03

Tabla 6.1: Resumen del Estimado de Inversión del Proyecto
kUS\$: Miles de dólares americanos

La Instalación comprende el montaje de los sistemas de regulación y medida por parte de Cálidda, el montaje del sistema de distribución interna de gas natural y la instrumentación asociada al sistema.

Los materiales comprenden la adquisición de las Estaciones de Regulación de Presión y Medición, tuberías del sistema y toda la instrumentación requerida.

La ingeniería de detalle comprende el diseño de la Red de Distribución Interna de Gas Natural. El diseño de las Estaciones de Regulación de presión y medición están incluidos en el coste de las Estaciones de Regulación y Medida proporcionadas por la distribuidora Cálidda.

6.2 AHORRO ECONÓMICO

6.2.1 Datos de Cálculo

Los costos asociados al cálculo del ahorro del proyecto son:

Costo de Combustibles Residuales: Corresponden a los precios registrados en el mes de Diciembre 2009 para el Residual de Vacío y Aceite Combustible y que son proporcionados por el Dpto. de Planificación de Refinería.

Costo del Gas Natural: Calculado en base a los índices de ajuste según procedimiento incluido en el Anexo VIII, sobre el precio base regulado por OSINERGMIN al mes de Diciembre 2009.

Costo de Mantenimiento: Comprende el costo asociado al mantenimiento de las instalaciones de Gas Natural (pintura, protección catódica y mantenimiento en general de las redes internas y externas), la cual debe ser realizada por personal calificado y contratado por Refinería. Se ha tomado como referencia el costo de mantenimiento mensual que posee la empresa de Generación Eléctrica EDEGEL considerando un 20% de incremento para el caso actual.

- Costo de Energía Eléctrica: Costo de energía eléctrica importada de EDELNOR. Se considera un costo medio de 0.065 US\$/kWh.

Los costos asociados a los combustibles residuales y del gas natural (de acuerdo a metodología mostrada en el anexo XI para éste último) y demás costos involucrados se muestran en la tabla 6.2 (valores a Enero 2010).

ITEM	UNIDAD	Costo Unitario	
		Industrial	Eléctrico
Fuel Oil	US\$/GJ ¹	7.91	
Residual de Vacío	US\$/GJ ¹	7.01	
Precio Gas Natural			
- Boca de Pozo	US\$/MMBtu ²	2.4702*	1.4413*
- Transporte	US\$/10 ³ Sm ³	32.3693	30.0040
- Distribución	US\$/10 ³ Sm ³	6.4569	4.9394
- Margen de Distribución	US\$/m ³ /día - mes	19.8165	
- Margen Comercial	US\$/10 ³ Sm ³	0.1147	
Mantenimiento Red de GN	US\$/mes	470.00	
Energía Eléctrica	US\$/kWh	0.065	

TABLA 6.2: Costos Unitarios para cálculo del ahorro del Proyecto

- (1) Costo energético considerando el Poder calorífico inferior de combustibles.
 (2) Costo energético considerando el Poder calorífico superior del gas natural.

Con los datos mostrados en la tabla anterior se obtiene un ahorro calculado de **5,906 kUS\$¹² anuales**. El detalle de cálculo con los costos asociados a cada ítem, se muestra en la tabla 6.3.

¹² kUS\$: Miles de dólares americanos

Tabla 6.3: Cálculo del Ahorro del Proyecto

Item	Descripción	Suministro	Unidad	Cantidad	Precio Unit US\$/unidad	Subtotal US\$/día	Total (kUS\$/año)
Ahorro de combustible							11,179
1.	Menor consumo de Fuel Oil	Refinería	GJ/h	55.1	7.91	10,466	
2.	Menor consumo de Residual de Vacío	Refinería	GJ/h	119.9	7.01	20,161	
Costos variables							2,932
3.	Mayor consumo de GN para Generación eléctrica	Pluspetrol	MMBtu/d	3,239	1.4413	4,668	
4.	Mayor consumo de GN para uso industrial (Hornos y calderos)	Pluspetrol	MMBtu/d	1,174	2.4702	2,900	
5.	Utilities y Mantenimiento	Refinería					
	5a Electricidad (calentador de GN, iluminación)		kWh	246.6	0.065	16	
	5b Mantenimiento (filtrado, protección catódica, pintura, etc.)		mes	12.0	420.00	14	
6.	Margen comercial (Nota 1)	Cálidda	10 ³ Sm ³ /día - mes	114.97	114.69	433	
Costos fijos							2,341
7.	Costo capacidad contratada a TgP						
	7a Capacidad para generación eléctrica	TgP	10 ³ Sm ³ /día	84.38	30.0040	2,532	
	7b Capacidad para uso industrial	TgP	10 ³ Sm ³ /día	30.58	32.3693	990	
8.	Costo capacidad contratada a Cálidda						
	8a Capacidad para generación eléctrica	Cálidda	10 ³ Sm ³ /día	84.38	4.9394	417	
	8b Capacidad para uso industrial	Cálidda	10 ³ Sm ³ /día	30.58	6.4569	197	
	8c Margen de Distribución	Cálidda	10 ³ Sm ³ /día	114.97	19.817	2,278	
Ahorro Neto							5,906

Nota 1: Margen Comercial Cálidda: se factura mensualmente aplicando la tarifa de 19.8165 US\$/Sm³ sobre el consumo promedio del mes expresado en Sm³/día
 kUS\$: Miles de dólares americanos.

6.3 RENTABILIDAD

Para el cálculo de la rentabilidad del proyecto se han considerado los datos mostrados en la tabla 6.4.

ITEM	DATO
Inversión Estimada	2,448 kUS\$
Ahorro calculado	5,906 kUS\$
Tasa de Interés	15.5% anual
Tiempo de depreciación	15 años
Impuesto a la Renta	30%
Reparto de Utilidades	10%

TABLA 6.4: Datos para el cálculo de la Rentabilidad del Proyecto

Con los datos mostrados en la tabla anterior se obtiene una tasa de interés de retorno del 154%, con un periodo de recuperación de la inversión de 9 meses. El detalle de cálculo con los factores asociados, se muestra en la tabla 6.5.

6.3.1 Análisis de Sensibilidad

Para realizar el análisis de sensibilidad del proyecto, se han considerado 3 casos:

Caso I: Variación de los Costos de Combustibles actuales (fuel oil y residual de vacío).

Caso II: Variación del costo de suministro de gas natural.

Caso III: Variación del monto de inversión calculado.

Tabla 6.5: Cálculo de la Rentabilidad del Proyecto

INVERSIÓN	2,448.04	kUS\$
AHORRO ANUAL	5,906.21	kUS\$/año

AÑO	INVERSIÓN	INGRESOS	EGRESOS 2%	DEPREC. 10%	UTILIDAD BRUTA	Reparto Util. 10%	Imp. Renta 30%	Utilidad Neta	Flujo Neto de Fondos	FNF al año 0 Tasa i = 15.5%	VAN (Acumulado)
0	2,448.0							0.0	-2,448.0	-2,448.0	-2,448.0
1	0	5,906	49	245	5,612	561	1,515	3,536	3,781	3,273	825
2	0	5,906	49	245	5,612	561	1,515	3,536	3,781	2,834	3,659
3	0	5,906	49	245	5,612	561	1,515	3,536	3,781	2,454	6,113
4	0	5,906	49	245	5,612	561	1,515	3,536	3,781	2,124	8,237
5	0	5,906	49	245	5,612	561	1,515	3,536	3,781	1,839	10,077
6	0	5,906	49	245	5,612	561	1,515	3,536	3,781	1,592	11,669
7	0	5,906	49	245	5,612	561	1,515	3,536	3,781	1,379	13,048
8	0	5,906	49	245	5,612	561	1,515	3,536	3,781	1,194	14,242
9	0	5,906	49	245	5,612	561	1,515	3,536	3,781	1,034	15,275
10	0	5,906	49	245	5,612	561	1,515	3,536	3,781	895	16,170
11	0	5,906	49	0	5,857	586	1,581	3,690	3,690	756	16,926
12	0	5,906	49	0	5,857	586	1,581	3,690	3,690	655	17,581
13	0	5,906	49	0	5,857	586	1,581	3,690	3,690	567	18,148
14	0	5,906	49	0	5,857	586	1,581	3,690	3,690	491	18,639
15	0	5,906	49	0	5,857	586	1,581	3,690	3,690	425	19,063

(*) Cantidades expresadas en kUS\$ (miles de dólares americanos)

- Valor Actual Neto:	19,063 kUS\$
- Tasa Interna de Retorno:	154.4% TIR
- Periodo de Recuperación:	0.75 años

a. Caso I: Variación del Costo total del Gas Natural

Considerando incrementos de hasta el 50% del costo del gas natural, la rentabilidad del proyecto aún es alta (84%).

Variación	Precio Gas Natural (US\$/MMBtu)		Costo GN + Mtto. (kUS\$/año)	Ahorro kUS\$/año	Rentabilidad del Proyecto	P.R.I. (años)
	Eléctrico	Industria				
0%	3.0063	4.1654	5,273	5,906	154.4%	0.75
10%	3.3070	4.5819	5,873	5,306	139.0%	0.83
15%	3.4573	4.7902	6,140	5,039	132.1%	0.87
20%	3.6076	4.9984	6,407	4,772	125.2%	0.92
30%	3.9082	5.4150	6,941	4,238	111.5%	1.04
40%	4.2089	5.8315	7,475	3,704	97.8%	1.21
50%	4.5095	6.2480	8,009	3,170	84.0%	1.43

Tabla 6.6: Sensibilidad de la rentabilidad del Proyecto (Caso I)

b. Caso II: Variación del Costo de los combustibles actuales

La rentabilidad del proyecto es sensible al costo de los combustibles actuales cuando estos disminuyen su valor (menor diferencia respecto al gas natural). En un escenario en que los precios del fuel oil y residual de vacío bajen en un 45%, la rentabilidad del proyecto es menos del 24%. Sin embargo este escenario no es sostenible en el tiempo, tal como se refleja en la gráfica 6.1, dado que estos dependen del costo internacional del crudo.

Variación	Precio Combustibles (US\$/MMBtu)		Ahorro Cmbles. (kUS\$/año)	Ahorro kUS\$/año	Rentabilidad del Proyecto	P.R.I. (años)
	Fuel Oil	Res. Vacío				
0%	8.35	7.39	11,179	5,906	154.4%	0.75
-5%	7.93	7.02	10,620	5,347	140.1%	0.82
-10%	7.52	6.65	10,061	4,788	125.7%	0.92
-20%	6.68	5.91	8,943	3,670	96.9%	1.22
-30%	5.85	5.18	7,825	2,553	68.1%	1.81
-40%	5.01	4.44	6,707	1,435	39.0%	3.49
-45%	4.59	4.07	6,148	876	23.7%	6.74

Tabla 6.7: Sensibilidad de la rentabilidad del Proyecto (Caso II)

c. Caso III: Variación del Monto de Inversión del Proyecto

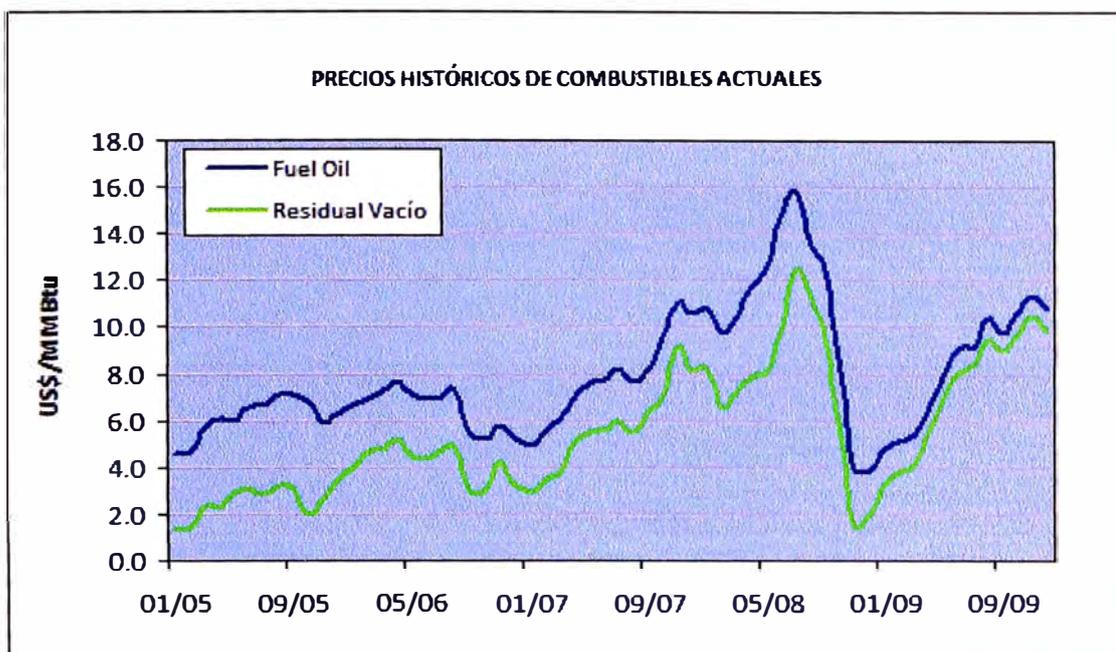
Considerando incrementos de hasta un 40% del monto estimado de inversión, el proyecto aún sigue siendo rentable (54.7%).

Variación	Inversión (kUS\$/año)	Rentabilidad del Proyecto	P.R.I. (años)
0%	2,448	154.4%	0.75
5%	2,570	147.2%	0.78
10%	2,693	140.6%	0.82
15%	2,815	134.6%	0.86
20%	2,938	129.1%	0.89
30%	3,182	119.4%	0.97
40%	3,427	111.0%	1.05

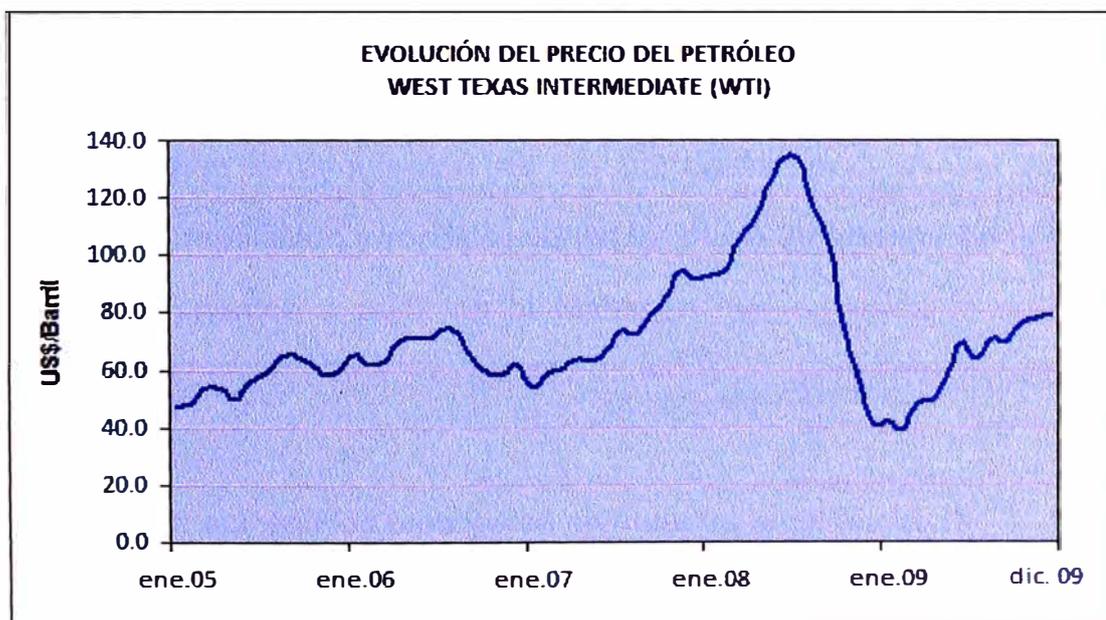
Tabla 6.8: Sensibilidad de la rentabilidad del Proyecto (Caso III)

En las gráficas 6.1 y 6.2 se muestra la variación de los costos del residual de vacío, fuel oil y petróleo crudo desde el año 2005. Se observa claramente la dependencia que tienen los precios los combustibles con la tendencia del costo internacional del crudo.

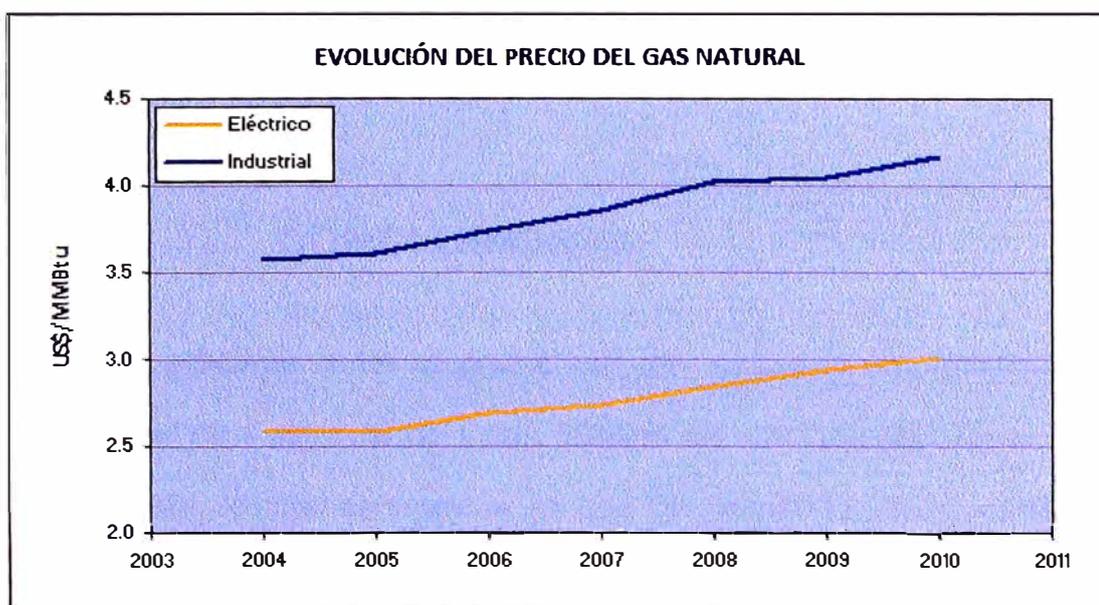
En la gráfica 6.3 se muestra la evolución del precio del gas natural. Nótese que el costo del gas natural no sigue la tendencia del costo del crudo (gráfica 6.2), dado que los factores de ajuste del precio del gas natural del Lote 88 (Camisea), no están condicionados a este valor.



Gráfica 6.1: Evolución de los precios de combustibles actuales



Gráfica 6.2: Evolución del precio del Crudo de Referencia (WTI)



Gráfica 6.3: Evolución del precio del Gas Natural

6.4 CRONOGRAMA ESTIMADO DE EJECUCIÓN

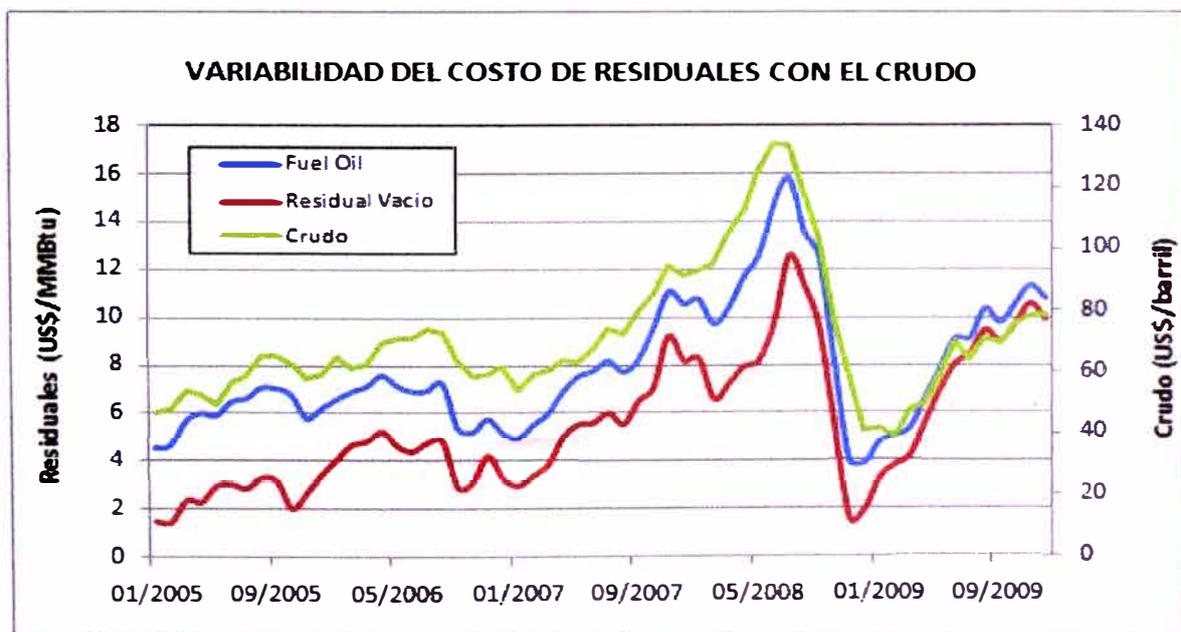
El tiempo estimado de ejecución del proyecto se ha estimado en 230 días, considerando que la adquisición de los principales equipos del sistema (estaciones de regulación y medida) tienen un plazo de entrega aproximado de 5 meses contados a partir de la fecha en que se emita la orden de compra.

El detalle de las actividades principales se muestra en el anexo IX.

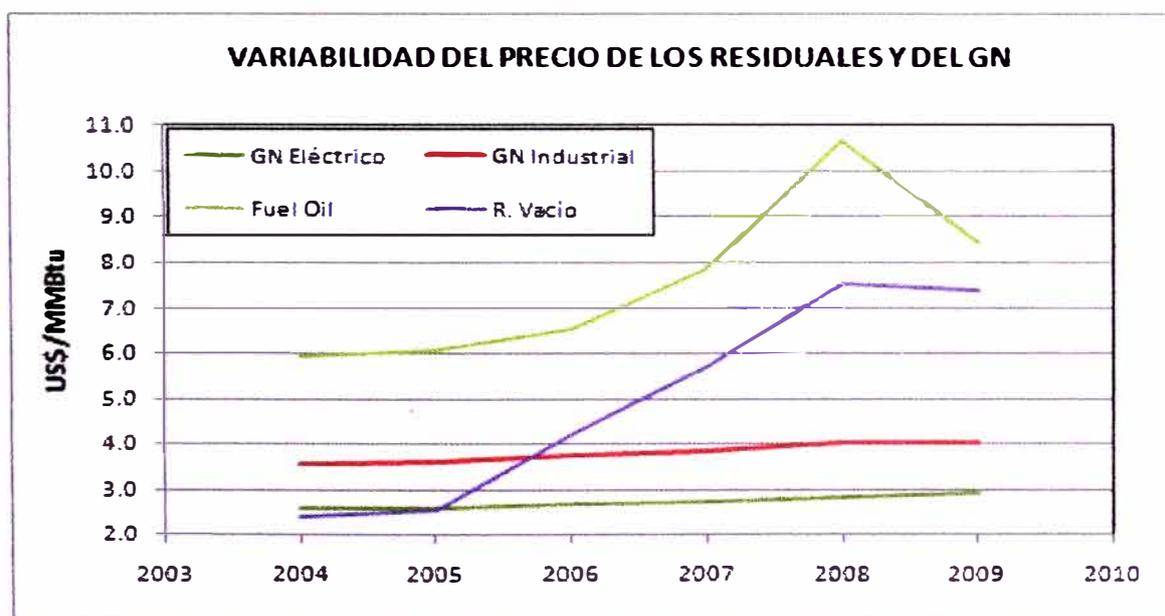
CONCLUSIONES

- La diferencia existente entre el precio del gas natural y los combustibles residuales (fuel oil y residual de vacío usados en refinería) en la coyuntura actual es amplia, lo cual se traduce en que los proyectos de inversión que impliquen el reemplazo de combustibles residuales por gas natural, presenten una alta rentabilidad. El costo de combustibles residuales tiene la misma tendencia del costo internacional del crudo (referencia: West Texas Intermediate) la cual está sujeta a la demanda mundial, presentando grandes variaciones.

La dependencia del precio de los residuales con el costo del crudo se muestra en la gráfica siguiente:



- El costo del gas natural peruano procedente de Camisea depende de los índices de precios USA (commodities), los cuales presentan un incremento gradual sin grandes variaciones, lo que permite efectuar una proyección con mayor exactitud los precios futuros del gas natural. Cabe mencionar que el ajuste del precio de gas natural es particular y sólo aplicable para el gas natural que se explota en el Lote 88 (Camisea), no siendo válido para el gas natural que se explota en los Lotes 56 y 57. Esto debe tenerse en cuenta considerando que se prevé que las reservas de gas natural de Camisea tendrán una duración máxima de 20 años al ritmo de consumo actual. La variabilidad de precios entre combustibles se muestra en la gráfica siguiente:



- El uso de gas natural en la industria del refino permitirá disminuir la dependencia del costo de los residuales con el precio del crudo. Dicho reemplazo permitirá disminuir los costos operativos que afectan al margen de refino (rentabilidad) de la refinería.

- El fuel gas de refinería al ser un subproducto del proceso de refinación del petróleo, se usa como combustible propio en los equipos de combustión. El proyecto contempla que el gas natural se mezclará con este combustible existente dando como resultado otro combustible gaseoso con características diferentes en el colector. Por tal motivo ha sido de vital importancia evaluar la intercambiabilidad de dicho combustible, frente al especificado según diseño por los quemadores de los equipos de combustión. Dicho análisis ha permitido determinar que no es necesario efectuar ajustes ni modificación alguna en los quemadores de los equipos de combustión, estando hábiles para la quema de gas natural puro o como mezcla con el fuel gas combustible actual. En la tabla siguiente se muestra el resumen del análisis de intercambiabilidad efectuado.

Fuel Gas de Refinería (tanque)	Índice de Wobbe (MJ/Sm ³)		Desv. Porcentual (máx. 5%)
	Diseño (actual)	Gas Natural	
01D101	53.00	51.77	2.3%
02D101	54.51		5.0%
23D15	49.70		4.2%

- El reemplazo de los combustibles residuales por gas natural, permitirá disminuir el nivel de emisiones de CO₂ y que permitirá certificar dicha reducción ante cualquier organismo certificador (Lloyd's, Bureau Veritas, etc.) para que pueda ser negociado en el mercado de carbono (venta de derechos de emisión a las industrias de los países anexados al protocolo de Kyoto). Bajo este contexto, considerando la reducción de emisiones calculadas en el proyecto, el ahorro estimado del proyecto puede ser incrementado. Referencialmente los ahorros adicionales se muestran en la tabla siguiente.

Emisiones de CO ₂ (t/año)		Reducción (t/año)	Precio (US\$/t)	Ahorro (US\$/año)
Actual	Futura			
434,350	386,535	47,815	12.0	573,780

- El uso de gas natural en reemplazo de combustibles residuales, permitirá también la reducción de compuestos azufrados SO_x. Este al ser un componente altamente nocivo producto de la combustión de combustibles con contenido de azufre, no deberá exceder los 2.000 mg/Nm³ en el futuro próximo (normativa en evaluación por el gobierno peruano), con lo que dicho proyecto permitirá adecuarse a la norma una vez implementada.

Emisiones de SO ₂		Reducción
Actual	Futura	
2,300 t/año (2,500 mg/Nm ³)	1,132 t/año (1,300 mg/Nm ³)	1,168 t/año (1,270 mg/Nm ³)

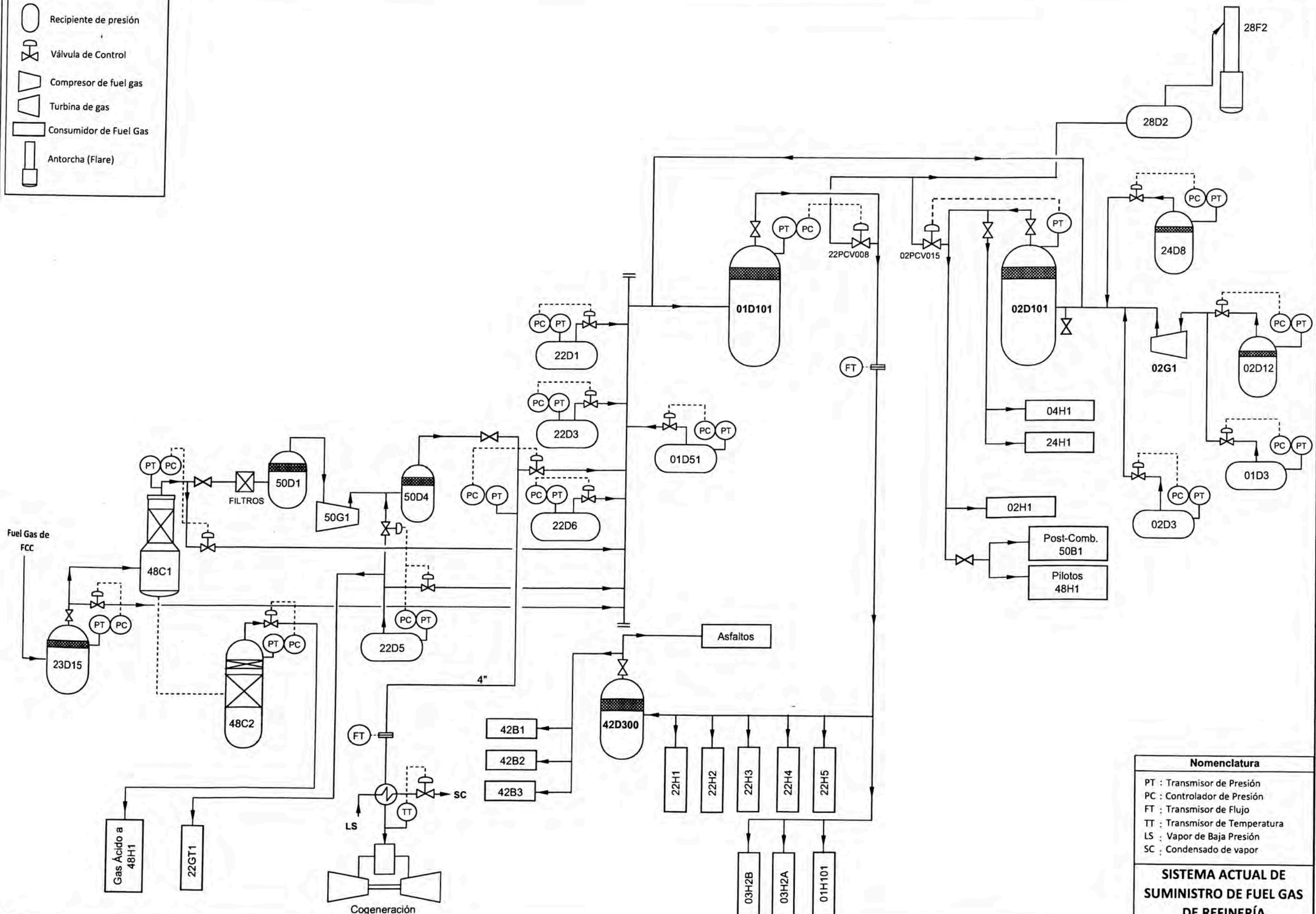
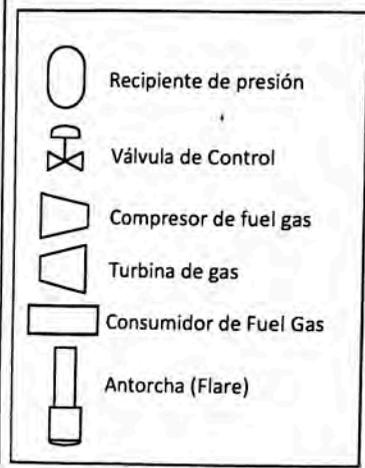
(*) mg/Nm³: se refiere a miligramos de SO₂ por cada m³ de humos de combustión emitido a condiciones normales (1 atm. y 0°C) corregido al 11% de exceso de O₂.

- Existe un ahorro implícito por la disminución de costos de mantenimiento en equipos de combustión, debido a que la quema de un combustible más limpio, reduce el ensuciamiento de zonas de intercambio de calor y disminuye la frecuencia de paradas programadas de las unidades ocasionadas por la necesidad específica de mantenimiento de estos equipos, mejorando la fiabilidad operativa de la planta. Esto además permitirá una mejor conservación de toda la instrumentación asociada a la medición de parámetros del horno (analizadores de oxígeno en humos, medición de tiro, opacidad, etc.), debido a que los humos de combustión presentan menos particulado (inquemados).

BIBLIOGRAFÍA

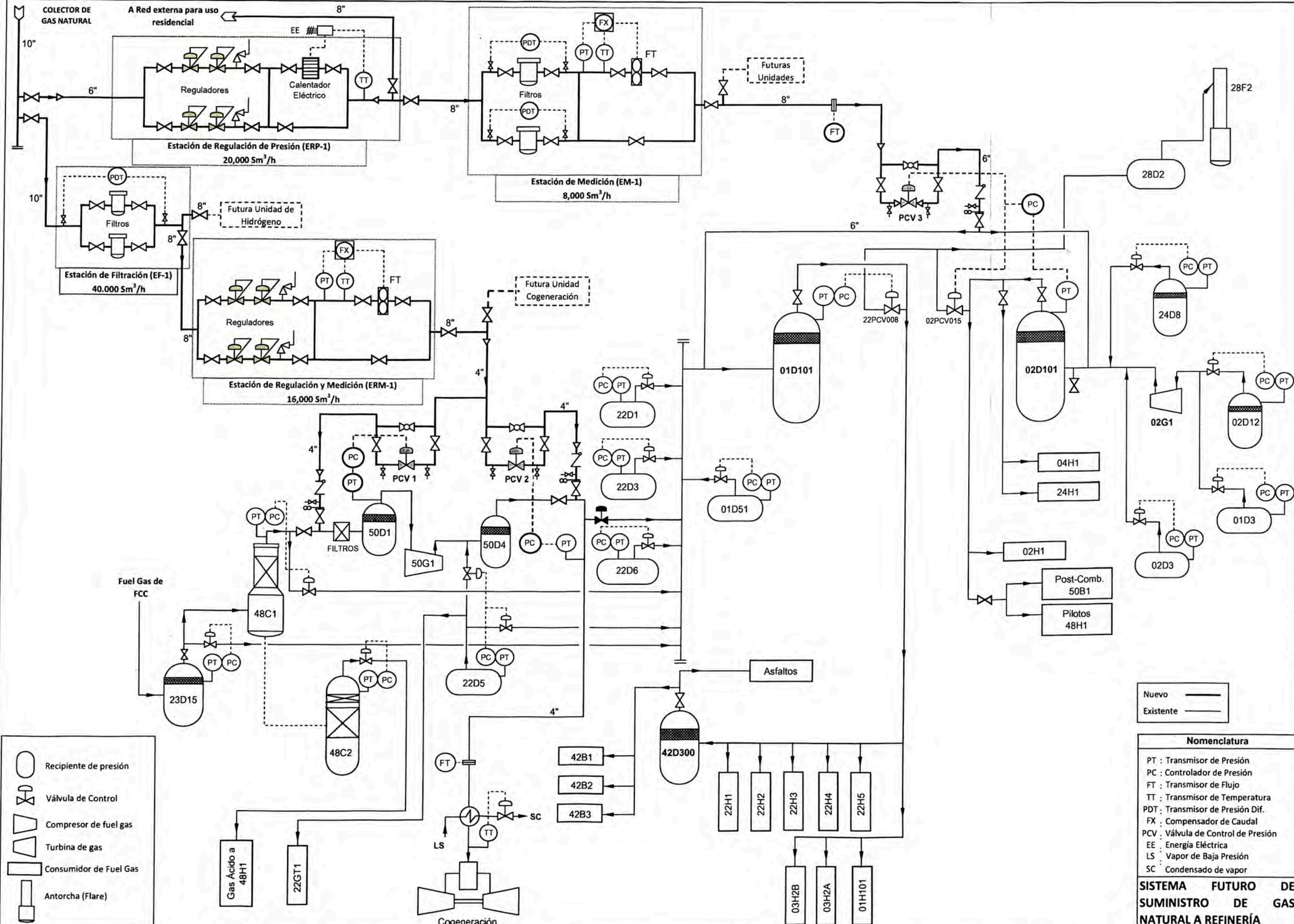
- 1 Pluspetrol; Gas Natural de Camisea – Aplicaciones y Usos, Seminario “Desarrollo del Gas Natural en el Perú”, Lima-Perú, Septiembre 2005.
- 2 Decreto Supremo 049-99-EM; Reglamento de Distribución de Gas Natural por Ductos; Título I, Disposiciones Generales, Artículo 2, Lima-Perú, Septiembre 1999.
- 3 OSINERGMIN - GART (Organismo Supervisor de la Inversión Energía y Minería), Redes de Gas Natural/Camisea. http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/gart_files/contenido_data/redqn002.html
- 4 CALIDDA (Compañía de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao); Definición y Características City Gate. http://www.calidda.com.pe/cultura_citygate.htm.
- 5 CALIDDA (Compañía de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao); El Sistema de Gas Natural en Lima y Callao – COPIMERA, Octubre 2007 <http://www.copimerainternacional.org/congreso07/Conferencias/ESP/ECIALES/ARMANDO%20MACCHIA>.
- 6 CALIDDA (Compañía de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao); El Sistema de Gas Natural en Lima y Callao – COPIMERA, Octubre 2007 <http://www.copimerainternacional.org/congreso07/Conferencias/ESP/ECIALES/ARMANDO%20MACCHIA>.
- 7 Ministerio de Energía y Minas - DGH; Publicación: Ventajas del Uso de Gas Natural-Sector Industrial, Contratos de Suministro, <http://www.minem.gob.pe/archivos/dgh/publicaciones/gasnatural>.
- 8 Enrique Borrás Brucart; Gas Natural – Características, distribución y aplicaciones industriales, pg. 21; Barcelona 1987.
- 9 Richard Roby; Michael Klassen; Effect of Fuel Composition on Gas Turbine Operability and Emmisions, pg. 11, 12; Combustion Science & Engineering, Inc., September 2004.
- 10 D. M. Erickson, S. A. Day, R. Doyle: Publication: Design Considerations for Heated Gas Fuel (GE Power Systems – GER4189B), pg. 03; March 2003.

ANEXO I**Esquema Actual de Suministro de Fuel Gas de Refinería**



Nomenclatura	
PT	: Transmisor de Presión
PC	: Controlador de Presión
FT	: Transmisor de Flujo
TT	: Transmisor de Temperatura
LS	: Vapor de Baja Presión
SC	: Condensado de vapor
SISTEMA ACTUAL DE SUMINISTRO DE FUEL GAS DE REFINERÍA	

ANEXO II**Esquema Futuro de Suministro de Gas Natural a Refinería**



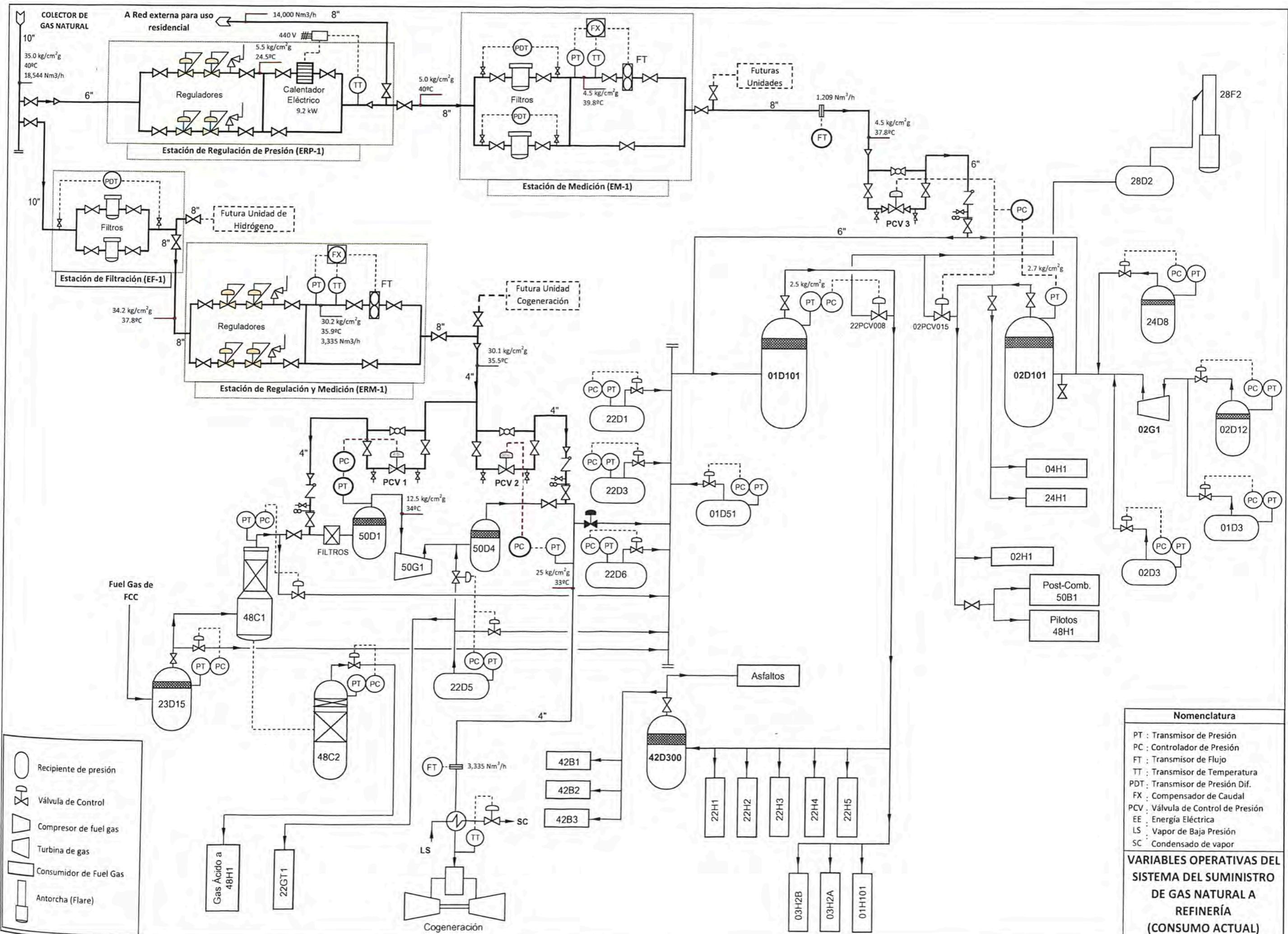
Nuevo	—
Existente	—

Nomenclatura	
PT	: Transmisor de Presión
PC	: Controlador de Presión
FT	: Transmisor de Flujo
TT	: Transmisor de Temperatura
PDT	: Transmisor de Presión Dif.
FX	: Compensador de Caudal
PCV	: Válvula de Control de Presión
EE	: Energía Eléctrica
LS	: Vapor de Baja Presión
SC	: Condensado de vapor

SISTEMA FUTURO DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL A REFINERÍA	
---	--

ANEXO III

**Variables de Operativas del Suministro de Gas Natural
(Consumos para caso actual)**

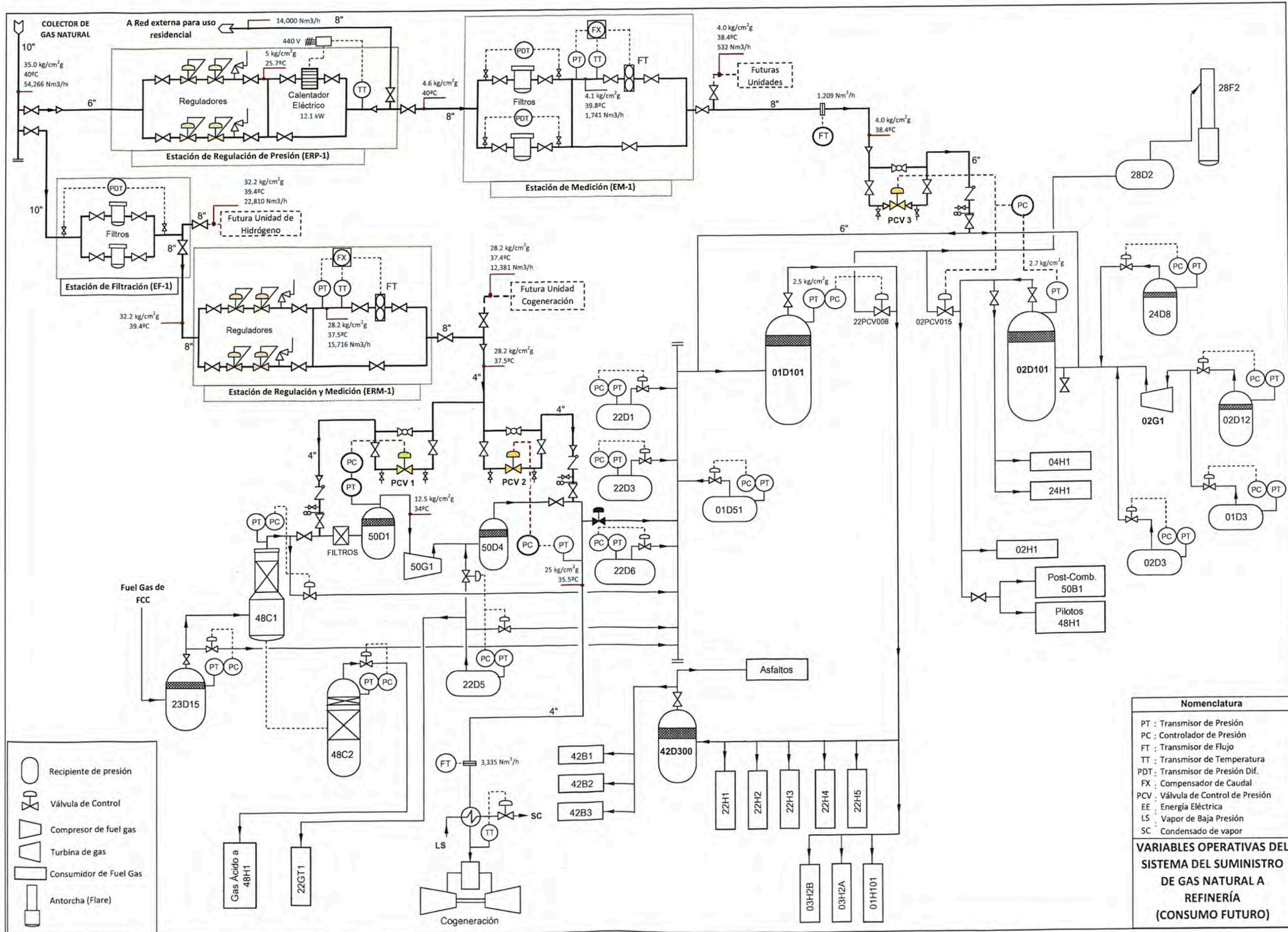


Nomenclatura	
PT	: Transmisor de Presión
PC	: Controlador de Presión
FT	: Transmisor de Flujo
TT	: Transmisor de Temperatura
PDT	: Transmisor de Presión Dif.
FX	: Compensador de Caudal
PCV	: Válvula de Control de Presión
EE	: Energía Eléctrica
LS	: Vapor de Baja Presión
SC	: Condensado de vapor

VARIABLES OPERATIVAS DEL SISTEMA DEL SUMINISTRO DE GAS NATURAL A REFINERÍA (CONSUMO ACTUAL)	
22H1	03H2B
22H2	03H2A
22H3	01H101
22H4	
22H5	

ANEXO IV

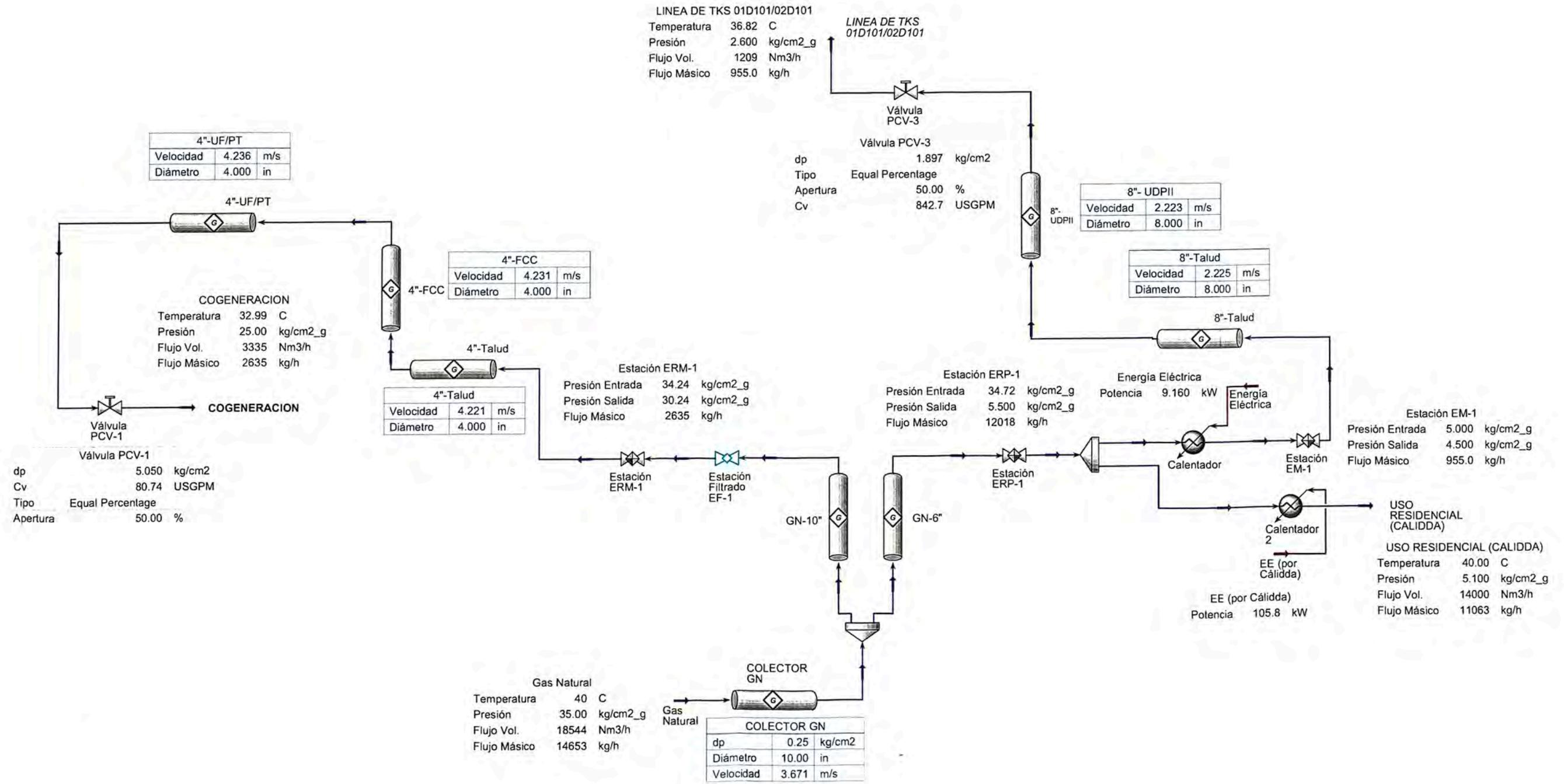
**Variables Operativas del Suministro de Gas Natural
(Consumos para caso futuro)**



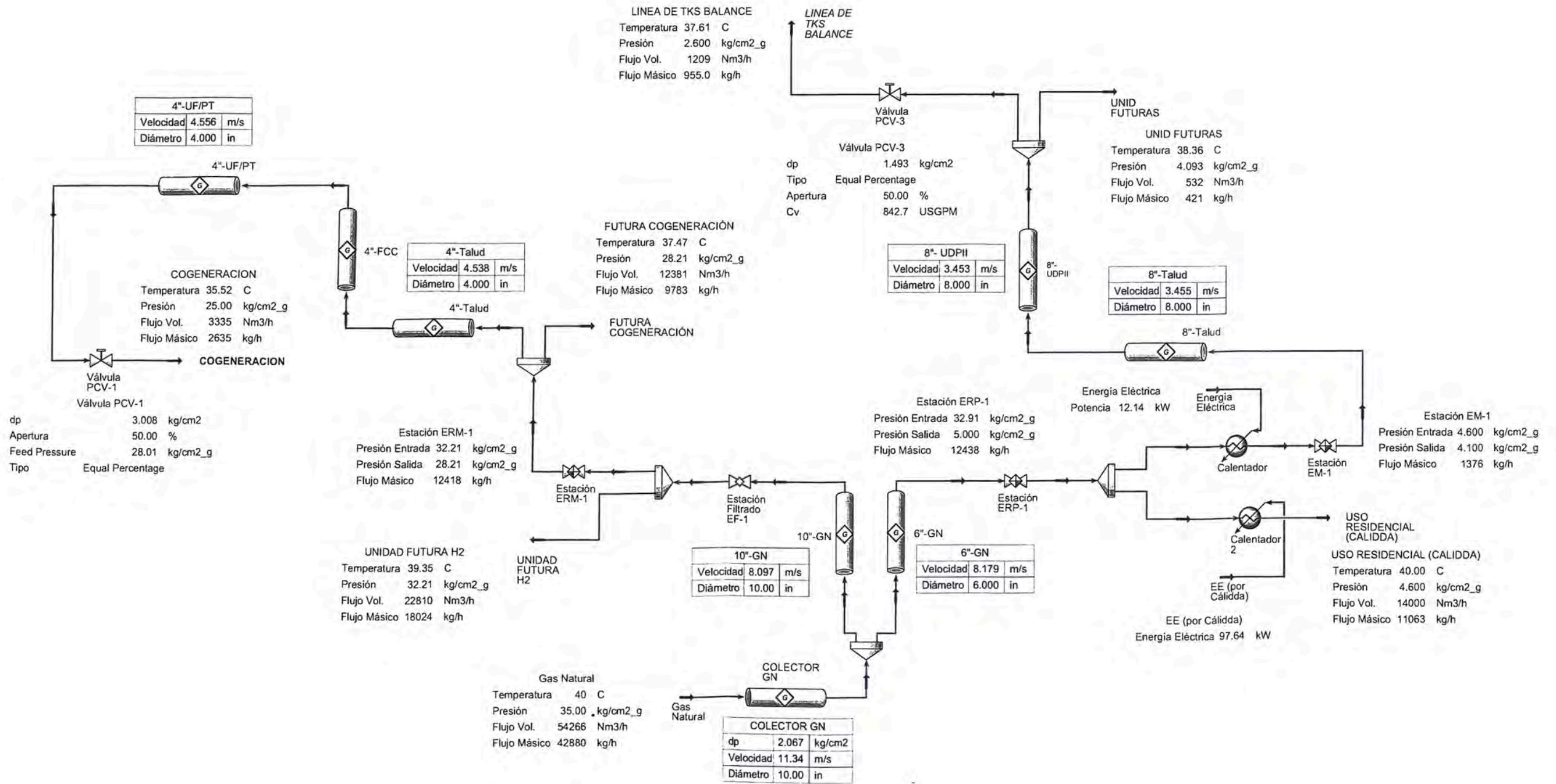
Nomenclatura	
PT	: Transmisor de Presión
PC	: Controlador de Presión
FT	: Transmisor de Flujo
TT	: Transmisor de Temperatura
PDT	: Transmisor de Presión Dif.
FX	: Compensador de Caudal
PCV	: Válvula de Control de Presión
EE	: Energía Eléctrica
LS	: Vapor de Baja Presión
SC	: Condensado de vapor

VARIABLES OPERATIVAS DEL SISTEMA DEL SUMINISTRO DE GAS NATURAL A REFINERÍA (CONSUMO FUTURO)

ANEXO V**Simulación: Sistema de Gas Natural (Consumo caso actual)**



ANEXO VI**Simulación: Sistema de Gas Natural (consumo caso futuro)**

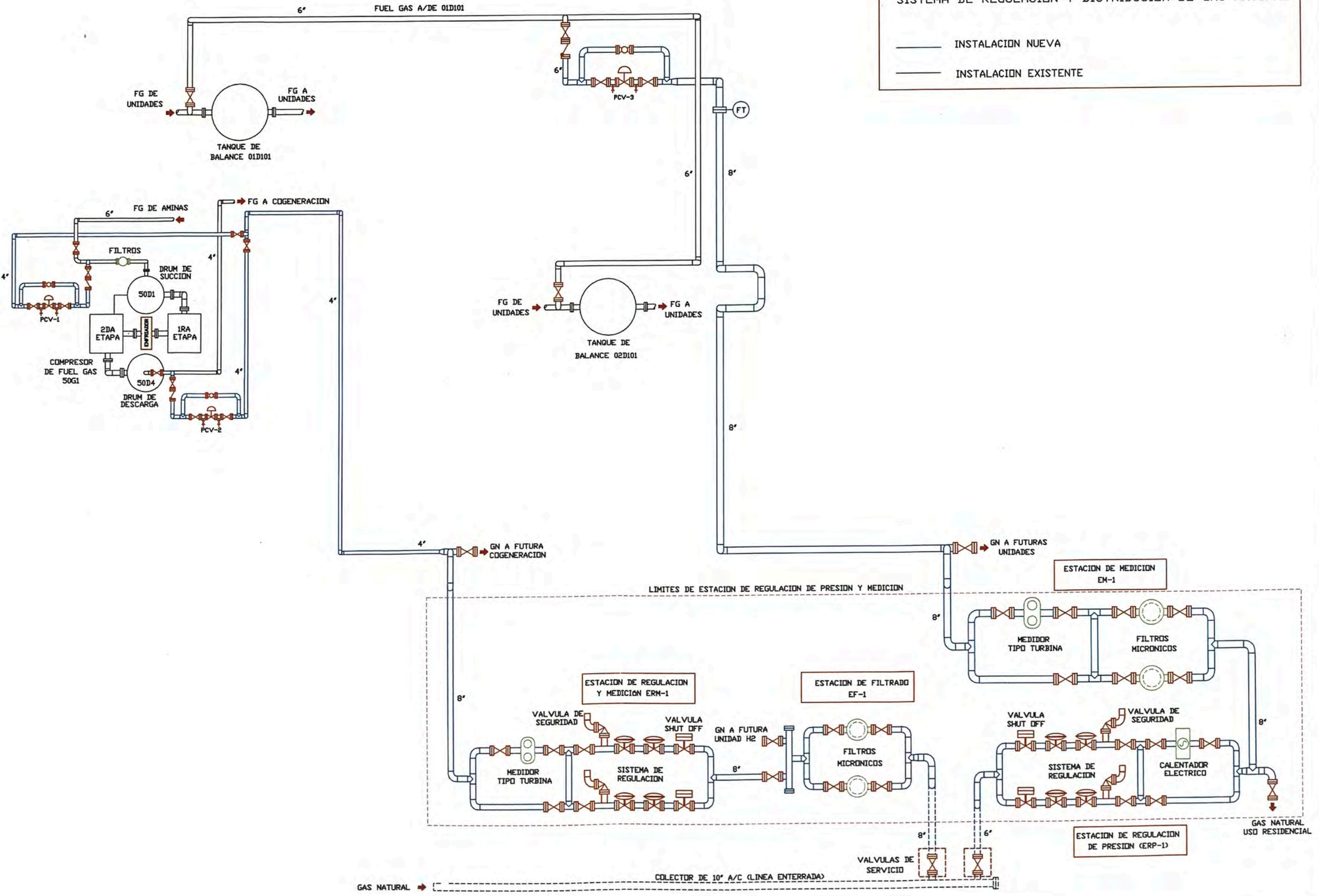


ANEXO VII

Vista de Planta de la Instalación de Gas Natural

SISTEMA DE REGULACION Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

— INSTALACION NUEVA
 — INSTALACION EXISTENTE



GAS NATURAL →

COLECTOR DE 10" A/C (LINEA ENTERRADA)

GAS NATURAL USO RESIDENCIAL

ANEXO VIII**Detalle del Presupuesto del Proyecto**

PRESUPUESTO ESTIMADO DE EJECUCIÓN

REEMPLAZO DE ACEITE COMBUSTIBLE POR GAS NATURAL EN HORNOS Y CALDERAS DE UNA REFINERÍA DE PETRÓLEO

Item	Elemento/Descripción	Unidad	Cantidad	Costo US\$	
				Unitario	Parcial
INSTALACIONES POR PARTE DE REFINERÍA					
Planes de gestión					
01	Desarrollo de planes del proyecto conforme al PMI	mes	4.00	8,000.00	32,000.00
Actividades Preliminares					
02	Prefabricado de caseta y almacén provisionales	GLO	1.00	18,000.00	18,000.00
03	Transporte de equipos, herramientas y materiales	GLO	1.00	6,000.00	6,000.00
04	Trazo y replanteo	GLO	1.00	6,000.00	6,000.00
Obras Metal Mecanicas					
Montaje de Equipos					
05	Instalación de Válvula compuerta Ø8"x150#	EA	2.00	350.00	700.00
06	Instalación de Válvula compuerta Ø6"x150#	EA	3.00	350.00	1050.00
07	Instalación de Válvula compuerta Ø4"x150#	EA	1.00	350.00	350.00
08	Instalación de Válvula compuerta Ø8"x300#	EA	2.00	350.00	700.00
09	Instalación de Válvula compuerta Ø4"x300#	EA	4.00	350.00	1400.00
10	Instalación de Válvula compuerta Ø3"x300#	EA	2.00	350.00	700.00
11	Instalación de Válvula bola Ø6"x150#	EA	1.00	350.00	350.00
12	Instalación de Válvula bola Ø4"x300#	EA	2.00	350.00	700.00
13	Instalación de Válvula check Ø6"x150#	EA	1.00	350.00	350.00
14	Instalación de Válvula check Ø3"x300#	EA	2.00	350.00	700.00
15	Instalación de Válvula de control de Ø4"x150#	EA	1.00	800.00	800.00
16	Instalación de Válvula de control de Ø3"x300#	EA	2.00	800.00	1600.00
Fabricación y Montaje de tuberías					
17	Prefabricado e instalación de Línea de alimentación Ø8" Sch20 desde la Estación Reguladora de Presión hasta línea de distribución hacia cogeneración y, hornos y calderas. Incluye alineamiento.	kg	18900.00	3.40	64,260.00
18	Prefabricado e instalación de Línea de alimentación Ø6" Sch40 desde la Estación Reguladora de Presión hasta línea de distribución hacia cogeneración y, hornos y calderas. Incluye alineamiento.	kg	23,700.00	3.40	80,580.00
19	Prefabricado e instalación de Línea de alimentación Ø4" Sch40 desde la Estación Reguladora de Presión hasta línea de distribución hacia cogeneración y, hornos y calderas. Incluye alineamiento.	kg	650.00	4.40	2,860.00
20	Prefabricado e instalación de Línea de alimentación Ø3" Sch40 desde la Estación Reguladora de Presión hasta línea de distribución hacia cogeneración y, hornos y calderas. Incluye alineamiento.	kg	150.00	4.40	660.00
21	Prefabricado e instalación de Línea de alimentación Ø3/4" Sch80 para aire, hacia Estación Reguladora de Presión AP/BP . Incluye alineamiento.	kg	1,100.00	6.94	7,634.00
22	Prefabricado e instalación de Línea de alimentación Ø3/4" Sch80 para nitrógeno, hacia Estación Reguladora de Presión AP/BP . Incluye alineamiento.	kg	1,500.00	6.94	10,410.00
Tie In					
23	Prefabricado y Montaje de Tie In Ø6"	EA	1.00	300.00	300.00
24	Prefabricado y Montaje de Tie In Ø3"	EA	1.00	200.00	200.00
25	Prefabricado y Montaje de Tie In Ø3/4"	EA	2.00	200.00	400.00
26	Prefabricado e instalación de drenajes y venteo Ø3/4" (incluye instalación de socket, nipples, cap y válvula compuerta sw)	EA	6.00	120.00	720.00
27	Instalación de Elementos Bridados Ø6"x150# (Bridas ciegas, Bridas de Orificio, etc)	EA	1.00	80.00	80.00
Pruebas					
28	Prueba de Tintes penetrantes al 100% de las costuras	GLO	1.00	2,500.00	2,500.00
29	Prueba de Gammagrafia (tuberías y accesorios Ø10, Ø8, Ø6", Ø4", Ø2")	GLO	1.00	15,500.00	15,500.00
30	Prueba Hidrostatica de Líneas de alimentación de GN (tubería Ø10", Ø8", Ø6 y Ø4")	GLO	1.00	3,000.00	3,000.00
Soportes y Estructuras					
31	Suministros, prefabricado y montaje de soportes metalicos (Incluye el suministro de perfil de acero ASTM A-36)	Kg	4000.00	3.50	14000.00
32	Prefabricado e instalación de Cerco metalico. Zona Sur de Estación de Medicion y Regulación de Presión de Gas Natural. Incluye suministro de materiales, preparación de superficie y aplicación de protección anticorrosivo.	Glo	1.00	20000.00	20000.00
Sistema Contra Incendio					
33	Prefabricado e instalación de Línea de alimentación Ø8" Sch20 desde Red principal de Sistema Contra Incendio (cercana).	kg	1800.00	3.40	6120.00
34	Prefabricado e instalación de Línea de Ø6" Sch40 para Sistema contra Incendio de Estación de medición y regulación de presión	kg	750.00	3.40	2550.00
35	Prefabricado e instalación de Línea de Ø4" Sch40 para Sistema contra Incendio de Estación de medición y regulación de presión	kg	450.00	4.40	1980.00
36	Prefabricado e instalación de Línea de Ø2 1/2" Sch80 para Sistema contra Incendio de Estación de medición y regulación de presión	kg	220.00	4.40	968.00
37	Instalación de gabinete contra Incendio, mangueras y accesorios	EA	1.00	350.00	350.00
38	Instalación de Monitor Manual Ø4"x150# , salida roscada 2 1/2", 1250 GPM. Incluye instalación de Hidrante y boquilla.	EA	1.00	350.00	350.00
39	Instalación de Válvula angular Ø2 1/2"x 2 1/2"	EA	2.00	250.00	500.00
40	Instalación de Válvula siamesa Ø2 1/2"	EA	2.00	250.00	500.00

PRESUPUESTO ESTIMADO DE EJECUCIÓN

REEMPLAZO DE ACEITE COMBUSTIBLE POR GAS NATURAL EN HORNOS Y CALDERAS DE UNA REFINERÍA DE PETRÓLEO

Item	Elemento/Descripción	Unidad	Cantidad	Costo US\$	
				Unitario	Parcial
Preparación de Superficie y Protección Anticorrosiva					
41	Preparación de superficies mediante chorro abrasivo en seco hasta Sa 2 ½ (al metal blanco), incluyendo eliminación de rebabas, exfoliaciones y daños de soldadura, así como eliminación de sales con agua dulce a presión siempre que se detecte su presencia, para estructuras y tuberías.	M2	1,800.00	4.15	7,470.00
42	Aplicación de una capa de imprimación de zinc inorgánico de 70 micras de espesor película seca, para estructuras y tuberías.	M2	1,800.00	7.09	12,762.00
43	Aplicación de una capa intermedia de pintura epoxi poliamida amina repintable de 100 micras de espesor película seca. Previamente se realizará una limpieza y cepillado manual seguido de baldeo con agua dulce y parcheo de daños o zonas de soldadura con imprimación epoxi rica en zinc, para estructuras y tuberías.	M2	1,800.00	4.62	8,316.00
44	Aplicación de dos capas de acabado de poliuretano alifático de 40 micras de espesor película seca cada una, para estructuras y tuberías.	M2	1,800.00	9.02	16,236.00
Obras Instrumentación					
45	Instalación de bandeja perforada superior a 100 mm y menor a 200 mm de ancho, incluye suministro e instalación de soportes y parte proporcional de accesorios.	ML	200.00	78.90	15,780.00
46	Tendido aéreo de cable y multicable armado en bandeja, en cualquier posición, incluyendo su fijación provisional mediante bridas de plástico y la definitiva con cinta de acero inoxidable o de aluminio-silicio, protección provisional de las puntas hasta la conexión, incluso tendido y fijado hasta su llegada a la caja de conexión o derivación. A cualquier altura de bandeja sobre el nivel de la plataforma de trabajo. Cable o multicable armado de Ø exterior igual o inferior a 15 mm.	ML	230.00	14.60	3,358.00
47	Acondicionamiento y conexionado de cable armado a conectar en caja de derivación o conexiones (en campo), incluyendo preparación de puntas, ajuste en el prensaestopas, cableado en el interior de la caja, colocación del terminal de presión Ampliversal, conexionado en la regleta, fijación del prensaestopas a la caja y colocación de la placa-rótulo identificativa. Para cable armado de señales eléctricas de 2 x 1,5 mm ² ó 2 x 2,5 mm ² .	EA	14.00	11.00	154.00
48	Montaje e instalación de transmisor de flujo, Temperatura y Presión.	EA	9.00	97.06	873.54
49	Instalación de Tubería para aire de instrumentación	ML	60.00	20.00	1200.00
50	Conexión de aire para válvulas de control PCV-1 y PCV-3.	ML	4.00	38.00	152.00
Obras Electricidad					
51	Trazo y replanteo. Incluye instalación de caseta, movilización y desmovilización de equipos, instalación de baño temporal, acordonamiento de área de trabajo e instalación de sistemas de redes de servicio temporal	GLB	1.00	1500.00	1500.00
52	Tendido de cables enterrados en zanjas, canales y/o canalizaciones de tubos, incluyendo el suministro y colocación de marcadores de identificación cada 10 m, protección provisional de las puntas hasta la conexión, la salida del cable a la superficie a través de tubo conduit y el tendido y fijado por el interior del cuadro hasta las bombas de conexión. Para cable con diámetro exterior menor o igual a 25 mm. Incluye la ejecución de la zanja.	ML	250.00	12.68	3170.00
53	Terminación y conexionado de cable de baja tensión en terminales de fuerza de cuadros instalados el cableado de todos los conductores que constituyan el cable, señalización y marcado del cable, pelado de todas las puntas y abrochado a las bombas mediante terminales.	UN	2.00	51.54	103.08
54	Tendido de cables enterrados en zanjas, canales y/o canalizaciones de tubos, incluyendo el suministro y colocación de marcadores de identificación cada 10 m, protección provisional de las puntas hasta la conexión, la salida del cable a la superficie a través de tubo conduit y el tendido y fijado por el interior del cuadro hasta las bombas de conexión, incluyendo asimismo todas las operaciones y pruebas indicadas en la misma especificación y respetando la secuencia descrita. Para cable con diámetro exterior menor o igual a 25 mm. Incluye la ejecución de la zanja.	ML	300.00	15.25	4575.00
55	Realizar pruebas de aislamiento y continuidad de los cables, aislamiento en arrollamientos, sistema de tierra y protocolo de pruebas	UN	1.00	1000.00	1000.00
56	Instalación de tubo conduit, adosado a pared, incluyendo prefabricación, cortes, embonado, instalación de boquillas. El Contratista suministrará en obra los tramos rectos de tubería y los accesorios. Para tubo de Ø 3/4".	ML	250.00	12.65	3162.50
57	Instalación Cuadro Baja Tensión. Incluye traslado, montaje, acoplamiento, fijación, conex. de puesta a tierra, pruebas. Ctta. provee accesorios para dejar el equipo operativo.	UN	2.00	310.58	621.16
58	Montaje de luminaria fluorescente de 2 x 36 W, sobre soporte incluyendo sujeción de luminaria, colocación de lámparas, montaje de caja de conexión, instalación de prensaestopas (caja y luminaria), cableado entre la caja y la luminaria y conexionado.	UN	10.00	335.40	3354.00
59	Clavado de pica de tierra de longitud entre 2 y 3 m. incluyendo la ejecución del pozo y colocación del registro de hormigón o PVC. El Contratista suministrará las picas de tierra, los cables de cobre desnudo, conectores y terminales, el material para el pozo, abrazaderas, tacos, clavos y herrajes.	UN	3.00	650.00	1950.00

PRESUPUESTO ESTIMADO DE EJECUCIÓN

REEMPLAZO DE ACEITE COMBUSTIBLE POR GAS NATURAL EN HORNOS Y CALDERAS DE UNA REFINERÍA DE PETRÓLEO

Item	Elemento/Descripción	Unidad	Cantidad	Costo US\$	
				Unitario	Parcial
60	Tendido y fijacion de cable de tierra de 70 mm2, por zanja , butsems o tubos a cualquier profundidad. El contratista suministrará el cable.	ML	15.00	20.00	300.00
61	Tendido y fijacion de cable de tierra de 35 mm2, por zanja , butsems o tubos a cualquier profundidad. El contratista suministrará el cable .	ML	10.00	14.92	149.20
62	Derivación en "T", mediante soldadura aluminotérmica de cables de tierra de cobre desnudo. El contratista suministrará los cartuchos CADWELD y el material auxiliar necesario. Para derivación 35 mm2 sobre cable de 70 mm2.	UN	6.00	106.50	639.00
Precomisionado y puesta en marcha					
63	Rotulado de equipos y líneas, entrega de dossier de Calidad, Seguridad y medio ambiente, apoyo de personal contratista, etc.	GLB	1.00	10000.00	10000.00
INSTALACIONES POR PARTE DE CALIDDA (incluye suministro e instalación)					
64	Instalación de Tuberías de Ø6", Ø8" y Ø10" con una longitud total de 110mts	GLB	1.00	28374.00	28,374.00
65	Suministro e Instalación de Estación de Filtrado 40,000 Sm3/h (50-27 barg) Suministro e Instalación de Estación de Regulación y Medición 16,000 Sm3/h (50-27/23 barg). Suministro e Instalación de Estación de medición / filtrado 8,000 Sm3/h (5-2.5 barg).	GLB	1.00	780762.00	780,762.00
66	Suministro e Instalación de 02 medidores Ultrasonicos	UN	2.00	46000.00	92,000.00
67	Suministro e Instalación de 02 Válvulas Shutt Off	UN	2.00	31625.00	63,250.00
68	Instalación de RTU para integración al sistema Scada de la estación Reductora de presión	GLB	1.00	51750.00	51,750.00
69	Otros Materiales	GLB	1.00	34638.00	34,638.00
70	Movilización, Desmovilización y Gastos Generales	GLB	1.00	23000.00	23,000.00
71	Ingeniería, Supervisión de Obras y puesta en Marcha	GLB	1.00	86250.00	86,250.00
TOTAL INSTALACION				US\$	1,564,671.48

LISTA DE MATERIALES

REEMPLAZO DE ACEITE COMBUSTIBLE POR GAS NATURAL EN HORNOS Y CALDERAS DE UNA REFINERÍA DE PETRÓLEO

Item	Elemento/Descripción	Unidad	Cantidad	Costo US\$	
				Unitario	Parcial
MATERIAL DE METALMECANICA					
1	Brida WN Ø8"x300# ASTM A-105 Sch20	EA	5.00	140.00	700.00
2	Brida WN Ø8"x150# ASTM A-105 Sch20	EA	5.00	90.00	450.00
3	Brida WN Ø6"x150# ASTM A-105 Sch40	EA	12.00	60.00	720.00
4	Brida WN Ø4"x300# ASTM A-105 Sch40	EA	14.00	50.00	700.00
5	Brida WN Ø4"x150# ASTM A-105 Sch40	EA	5.00	40.00	200.00
6	Brida WN Ø3"x300# ASTM A-105 Sch40	EA	14.00	35.00	490.00
7	Brida SW Ø3/4"x150# ASTM A-105 Sh80	EA	10.00	15.00	150.00
8	Brida de Orificio Ø6"x150# ASTM A-105 Sch40	EA	2.00	190.00	380.00
9	Boquilla para monitor Ø2 1/2" 1000GPM	EA	1.00	3,500.00	3,500.00
10	Codo 90° BW Ø8" RL ASTM A-234 Gr. WPB Sch20	EA	25.00	90.00	2,250.00
11	Codo 90° BW Ø6" RL ASTM A-234 Gr. WPB Sch40	EA	50.00	60.00	3,000.00
12	Codo 90° BW Ø4" RL ASTM A-234 Gr. WPB Sch40	EA	18.00	45.00	810.00
13	Codo 90° BW Ø3" RL ASTM A-234 Gr. WPB Sch40	EA	5.00	25.00	125.00
14	Codo 90° BW Ø2 1/2" ASTM A-234 Gr. WPB Sch40	EA	5.00	15.00	75.00
15	Codo 90° SW Ø3/4"x3000# ASTM A-105	EA	55.00	10.00	550.00
16	Codo 45° BW Ø8" RL ASTM A-234 Gr. WPB Sch20	EA	4.00	65.00	260.00
17	Codo 45° BW Ø6" RL ASTM A-234 Gr. WPB Sch40	EA	4.00	38.00	152.00
18	Cap Ø3/4"x800# ASTM A-576 Gr.1525	EA	20.00	10.00	200.00
19	Empaquetadura Ø8"x300# AISI 316 Grafito	EA	5.00	70.00	350.00
20	Empaquetadura Ø8"x150# ASME B16.20	EA	5.00	40.00	200.00
21	Empaquetadura Ø6"x150# ASME B16.20	EA	14.00	25.00	350.00
22	Empaquetadura Ø4"x300# AISI 316 Grafito	EA	14.00	25.00	350.00
23	Empaquetadura Ø4"x150# ASME B16.20	EA	5.00	21.00	105.00
24	Empaquetadura Ø3"x300# AISI 316 Grafito	EA	14.00	15.00	210.00
25	Empaquetadura Ø3/4"x150# ASTM B16.20	EA	5.00	10.00	50.00
26	Esparrago c/2t Ø3/4x4 1/4"	EA	200.00	4.50	900.00
27	Esparrago c/2t Ø3/4x4 1/2"	EA	150.00	4.00	600.00
28	Esparrago c/2t Ø5/8x3 3/4"	EA	30.00	2.50	75.00
29	Esparrago c/2t Ø5/8"x3 1/2"	EA	30.00	2.00	60.00
30	Monitor Manual Ø4"x150# , salida roscada 2 1/2" , 1250GPM	EA	1.00	2,300.00	2,300.00
31	Nipple Ø3/4"x4" ASTM A-106 Gr B Sch160	EA	30.00	3.50	105.00
32	Reducción BW Ø8"x6" Conc. ASMT A-234 Gr. WPB Sch20	EA	4.00	60.00	240.00
33	Reducción BW Ø6"x4" Conc. ASMT A-234 Gr. WPB Sch40	EA	4.00	50.00	200.00
34	Reducción BW Ø6"x4" Exc. ASMT A-234 Gr. WPB Sch40	EA	4.00	50.00	200.00
35	Reducción BW Ø4"x3" Exc. ASMT A-234 Gr. WPB Sch40	EA	8.00	38.00	304.00
36	Reducción BW Ø4"x2 1/2" Exc. ASMT A-234 Gr. WPB Sch40	EA	2.00	38.00	76.00
37	Socket Ø8"x3/4"x3000# ASTM A-105	EA	5.00	12.00	60.00
38	Socket Ø6x3/4"x3000# ASTM A-105	EA	10.00	12.00	120.00
39	Socket Ø4"x3/4"x3000# ASTM A-105	EA	8.00	12.00	96.00
40	Socket Ø3"x3/4"x3000# ASTM A-105	EA	4.00	12.00	48.00
41	Tee BW Ø8" ASTM A-234 Gr. WPB Sch 80	EA	4.00	130.50	522.00
42	Tee BW Ø6" ASTM A-234 Gr. WPB Sch 80	EA	5.00	74.20	371.00
43	Tee BW Ø4" ASTM A-234 Gr. WPB Sch 80	EA	5.00	45.60	228.00
44	Tee sw Ø3/4"x3000# ASTM A-105	EA	8.00	15.80	126.40
48	Tuberia Ø10" ASTM A-53 Gr. B tipo S Sch 20	ML	100.00	28.80	2,880.00
45	Tuberia Ø8" ASTM A-53 Gr. B tipo S. Sch 20	ML	494.61	102.10	50,500.00
46	Tuberia Ø6" ASTM A-53 Gr. B tipo S. Sch 40	ML	750.00	72.10	54,075.00
47	Tuberia Ø4" ASTM A-53 Gr. B tipo S. Sch 40	ML	60.00	41.00	2,460.00
49	Tuberia Ø2 1/2" ASTM A106 Gr B tipo S. Sch 40	ML	30.00	22.00	660.00
50	Tuberia Ø3/4" ASTM A-53 Gr. B Sch 80	ML	400.00	7.80	3,120.00
51	Valvula Compuerta Ø8"x300# ASTM A-216 WCB	EA	2.00	2,948.40	5,896.80
52	Valvula Compuerta Ø8"x150# ASTM A-216 WCB	EA	2.00	1,828.00	3,656.00
53	Valvula Compuerta Ø6"x150# ASTM A-216 WCB	EA	3.00	1,190.70	3,572.10
54	Valvula Compuerta Ø4"x300# ASTM A-216 WCB	EA	4.00	1,122.60	4,490.40
55	Valvula Compuerta Ø4"x150# ASTM A-216 WCB	EA	1.00	848.20	848.20
56	Valvula Compuerta Ø3"x300# ASTM A-216 WCB	EA	2.00	832.90	1,665.80
57	Valvula compuerta SW Ø3/4"x800# ASTM A-105	EA	22.00	125.00	2,750.00
58	Valvula Bola Ø4"x300# ASTM A-216 WCB	EA	2.00	1,500.00	3,000.00
59	Valvula Bola Ø6"x150# ASTM A-216 WCB	EA	1.00	1,900.00	1,900.00
60	Valvula de control Ø4"x150# Tipo Globo	EA	1.00	6,000.00	6,000.00
61	Valvula de control Ø3"x300# Tipo Globo	EA	2.00	5,800.00	11,600.00
62	Valvula check Swing Ø6"x150# ASTM A-216 WCB	EA	1.00	1,200.00	1,200.00
63	Valvula check Swing Ø3"x300# ASTM A-216 WCB	EA	2.00	678.10	1,356.20
64	Válvula angular Ø2 1/2"x 2 1/2"	EA	2.00	490.00	980.00
65	Válvula siamesa Ø2 1/2"	EA	2.00	490.00	980.00
66	Gabinete Contra Incendio, mangueras y accesorios	EA	1.00	1,000.00	1,000.00

LISTA DE MATERIALES

REEMPLAZO DE ACEITE COMBUSTIBLE POR GAS NATURAL EN HORNOS Y CALDERAS DE UNA REFINERÍA DE PETRÓLEO

Item	Elemento/Descripción	Unidad	Cantidad	Costo US\$	
				Unitario	Parcial
MATERIAL DE INSTRUMENTACION					
67	Mantenimiento de boquillas de gas a quemadores de hornos.	GLO	1.00	15,800.00	15,800.00
68	Medidor de flujo tipo turbina	EA	2.00	9,700.00	19,400.00
69	Transmisores de Presion, Flujo, Temperatura	EA	9.00	1,700.00	15,300.00
70	Cable No Seguridad Intrínseca (N.S.I.) 2x1x1.5mm2-RVMV	M	230.00	3.50	805.00
71	Zuncho amarracable de 3/4" en acero inoxidable	MT	40.00	4.10	164.00
72	Prensaestopas Bronce 1/2"NPT Tipo EEXE	EA	10.00	25.80	258.00
73	Bandejas portables de 100x30x2400MM Galvanizada en Caliente	EA	100.00	33.00	3,300.00
74	Filtro Regulador de Aire para Instrumentos con manometro de 0 - 160psig, Regulacion 0 - 125 psig.	EA	2.00	90.00	180.00
75	Placa de union para bandeja de 100/200 MM.	EA	100.00	1.52	152.00
MATERIAL ELECTRICO					
76	Cable de fuerza 3x16mm2-RVMV, 0.6/1Kv Cable Armado ó Equiv.	ML	250.00	10.12	2530.00
77	Cable de fuerza 3x50mm2-RVMV, 0.6/1Kv Cable Armado ó Equiv.	ML	300.00	14.86	4458.00
78	Prensaestopas en laton electropasivado M25 x 1.5 MM ejecución Eexe/Eexd II T6 (con certificación ATEX) IP-66, doble cierre para cable armado con hilos de acero.	EA	5.00	50.00	250.00
79	Equipamiento de cubiculo de reserva con interruptor enchufable, incluye interruptor automático en caja moldeada, 3P, rel TMD 40-400 50kA@500V. 60Hz, ejecución enchufable, mando giratorio reenviado RHE, tipo T2L 160. Incluye suministro e instalación de las celdas (Alimentación Caseta y Calentador Eléctrico - 100 kW).	EA	2.00	1620.00	3240.00
80	Cuadro Eléctrico de Baja Tensión del tipo Empotrable, clase I div. 2, 12 polos incluye equipamiento interior (Interruptor 3x25 Amp, 3x20 Amp., 2x16, 2x16)	UN	1.00	1650.00	1650.00
81	Cuadro Eléctrico de Baja Tensión del tipo Empotrable, clase I div. 2, 08 polos incluye equipamiento interior (Interruptor 3x60 Amp, 2x20 Amp)	UN	1.00	1650.00	1650.00
82	LUMINARIA PETROLUX PTA15AHP00545 MODELO SMALL GLASS. REFRACTOR. INCLUYE LAMPARA DE VAPOR DE SODIO 150 W. HOLPHANE O SIMILAR.	UN	10.00	499.97	4999.70
83	TOMACORRIENTE A PRUEBA DE EXPLOSION simple, con frente muerto. Similar a modelo ENR21201 de Crouse Hinds.	UN	8.00	150.00	1200.00
84	Tubería Conduit 3/4" pesada (3/4 x 3m) con accesorios de soporte y fijación	UN	60.00	22.50	1350.00
85	Clavado de pica de tierra de 3 m. de longitud incluyendo la ejecucion del pozo y colocacion del registro de hormigon o PVC. El Contratista suministrará las picas de tierra, los cables de cobre desnudo, conectores y terminales, el material para el pozo, abrazaderas, tacos, clavos y herrajes.	UN	3.00	650.00	1950.00
86	Tendido y fijacion de cable de tierra de 70 mm2, por zanja , butsems o tubos a cualquier profundidad. El contratista suministrará el cable.	ML	15.00	20.00	300.00
87	Tendido y fijacion de cable de tierra de 35 mm2, por zanja, butsems o tubos a cualquier profundidad. El contratista suministrará el cable	ML	10.00	14.92	149.20
88	Derivación en "T", mediante soldadura aluminotérmica de cables de tierra de cobre desnudo. El contratista suministrará los cartuchos CADWELD y el material auxiliar necesario. Para derivación 35 mm2 sobre cable de 70 mm2.	UN	6.00	106.50	639.00
				SUB TOTAL US\$	267,273.80

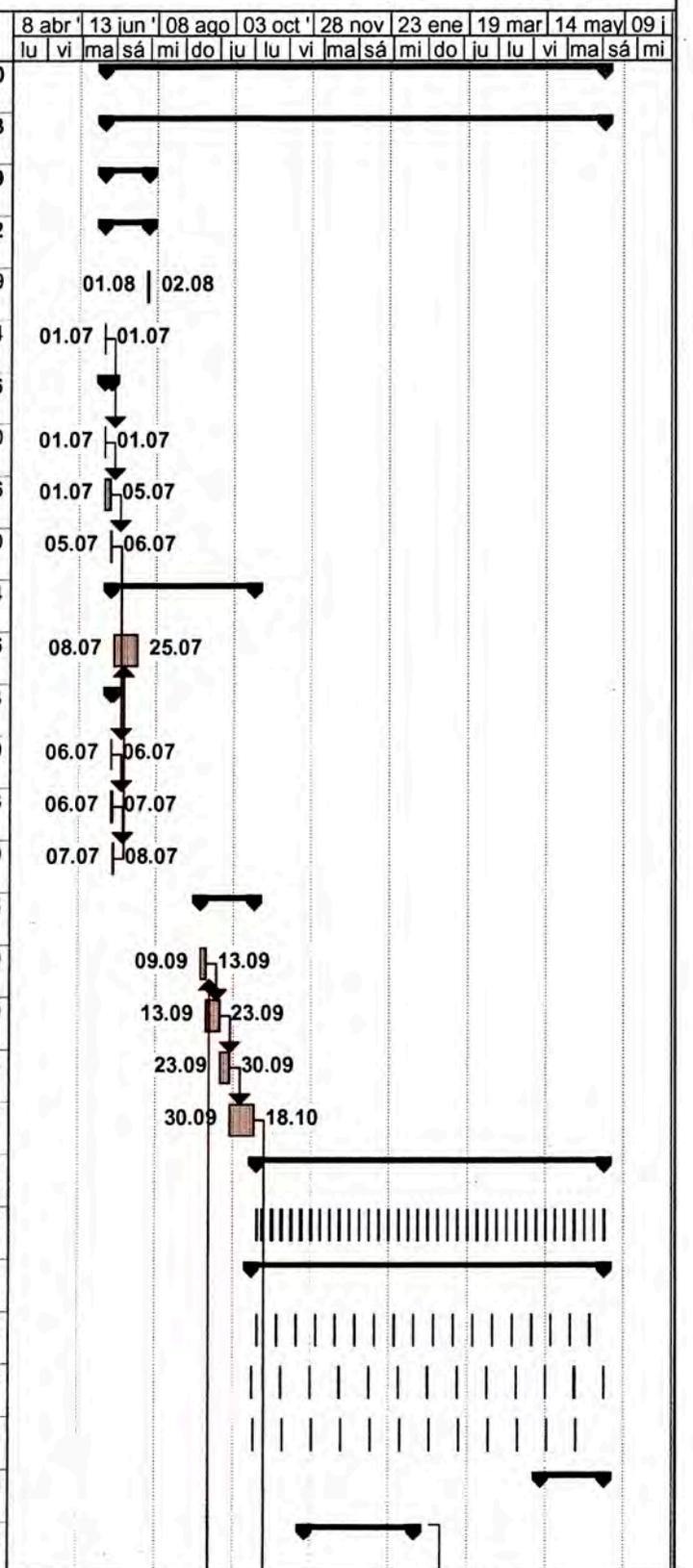
SERVICIOS DE INGENIERIA EN PROYECTOS DE INVERSION

**REEMPLAZO DE ACEITE COMBUSTIBLE POR GAS NATURAL EN HORNOS Y CALDERAS DE UNA
REFINERÍA DE PETRÓLEO**

Linea	Partida	Unidad	Precio Unitario US\$	Cantidad	Parcial US\$
01	Planificacion de los trabajos de Ingenieria y cronograma de Hitos del Proyecto Global	HH	22.82	52.25	1,192.27
02	Ingenieria de Detalle	HH	24.89	1,101.25	27,409.76
03	Gestion de Compras	HH	27.76	14.00	388.66
04	Gestion de Contratos	HH	27.76	83.33	2,313.23
05	Planificacion para el contratista	HH	22.82	668.06	15,244.19
06	Fotocopiado y Ploteo de Planos	ml	2.67	703.55	1,880.31
07	Delineante para refundicion y redibujo de planos, supervision y correccion de as built de obra	HH	15.73	173.75	2,733.01
TOTAL					51,161.42

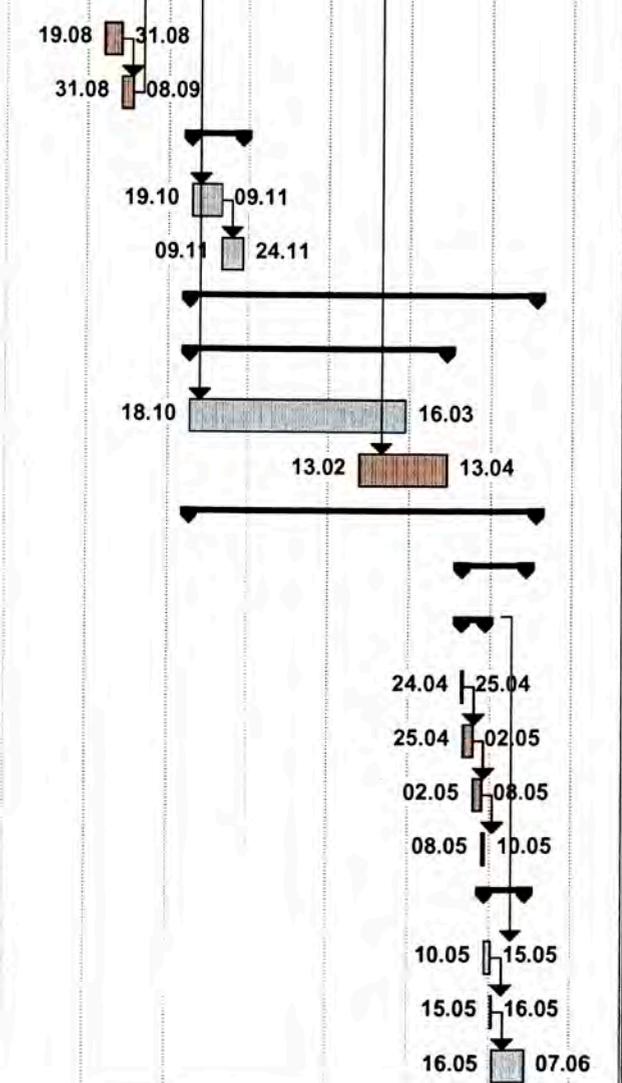
ANEXO IX**Cronograma Estimado de Ejecución**

Id	Predecesoras	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Costo	Cronograma											
							8 abr	13 jun	08 ago	03 oct	28 nov	23 ene	19 mar	14 may	09 jul			
1		REEMPLAZO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR GAS NATURAL EN HORNOS	229.57 días	vie 01.07.11	lun 25.06.12	US\$ 1,876,558.50	[Barra horizontal de proyecto]											
2		1.0 GESTIÓN DEL PROYECTO	229.57 días	vie 01.07.11	lun 25.06.12	US\$ 22,051.53	[Barra horizontal de gestión]											
3		1.1 INICIACIÓN	19.53 días	vie 01.07.11	mar 02.08.11	US\$ 688.39	[Barra horizontal de iniciación]											
4		1.1.1. PROJECT CHARTER	19.53 días	vie 01.07.11	mar 02.08.11	US\$ 122.32	[Barra horizontal de charter]											
5		1.1.1.A01 Elaboración del Project Charter	1 día	lun 01.08.11	mar 02.08.11	US\$ 103.99	[Barra de tarea]											
6		1.1.1.A02 Revisión del Project Charter	0.5 horas	vie 01.07.11	vie 01.07.11	US\$ 18.34	[Barra de tarea]											
7		1.1.2 DECLARACIÓN DEL ALCANCE	2.71 días	vie 01.07.11	mié 06.07.11	US\$ 566.06	[Barra horizontal de alcance]											
8	6	1.1.2.A01 Reunión con Director de Proyecto	2 horas	vie 01.07.11	vie 01.07.11	US\$ 150.00	[Barra de tarea]											
9	8	1.1.2.A02 Elaborar Declaración Alcance	2 días	vie 01.07.11	mar 05.07.11	US\$ 320.06	[Barra de tarea]											
10	9	1.1.2.A03 Revisar Declaración Alcance	0.5 días	mar 05.07.11	mié 06.07.11	US\$ 96.00	[Barra de tarea]											
11		1.2 PLAN DEL PROYECTO	66.04 días	mié 06.07.11	mar 18.10.11	US\$ 6,942.24	[Barra horizontal de plan]											
12	16	1.2.A01 Desarrollar Plan del Proyecto	10 días	vie 08.07.11	lun 25.07.11	US\$ 3,008.06	[Barra de tarea]											
13		1.2.1. WBS	1.71 días	mié 06.07.11	vie 08.07.11	US\$ 406.03	[Barra horizontal de WBS]											
14	10	1.2.1.A01 Reunión con Director del Proyecto	2 horas	mié 06.07.11	mié 06.07.11	US\$ 150.00	[Barra de tarea]											
15	14	1.2.1.A02 Elaborar WBS	1 día	mié 06.07.11	jue 07.07.11	US\$ 160.03	[Barra de tarea]											
16	15	1.2.1.A03 Revisar WBS	0.5 días	jue 07.07.11	vie 08.07.11	US\$ 96.00	[Barra de tarea]											
17		1.2.2 ESTIMADO DE INVERSIÓN	24.17 días	vie 09.09.11	mar 18.10.11	US\$ 3,528.15	[Barra horizontal de inversión]											
18	149FC+1 día	1.2.2.A01 Contratar servicio de Estimación de Costos	2 días	vie 09.09.11	mar 13.09.11	US\$ 192.00	[Barra de tarea]											
19	18	1.2.2.A02 Desarrollar Estimado de Inversión	10 días	mar 13.09.11	vie 23.09.11	US\$ 3,000.00	[Barra de tarea]											
20	19	1.2.2.A03 Revisar y validar Estimado de Inversión	5 días	vie 23.09.11	vie 30.09.11	US\$ 304.14	[Barra de tarea]											
21	20	1.2.2.A04 Enviar a Usuario para Gestión de Aprobación	10 días	vie 30.09.11	mar 18.10.11	US\$ 32.01	[Barra de tarea]											
22		1.3 INFORMES DE ESTADO DEL PROYECTO	158.77 días	jue 20.10.11	lun 25.06.12	US\$ 3,577.50	[Barra horizontal de informes]											
23	21FC+2 días	1.3.A01 Elaborar informes de estado del proyecto	158.77 días	jue 20.10.11	lun 25.06.12	US\$ 3,577.50	[Barra de tarea]											
61		1.4 ACTAS DE REUNIONES DE COORDINACIÓN	161.46 días	lun 17.10.11	lun 25.06.12	US\$ 2,513.64	[Barra horizontal de actas]											
62		1.4.A01 Reuniones con Usuarios y SkateHolders	152.4 días	vie 21.10.11	vie 15.06.12	US\$ 1,620.18	[Barra de tarea]											
81		1.4.A02 Elaborar Acta de Reunión	161.46 días	lun 17.10.11	lun 25.06.12	US\$ 693.42	[Barra de tarea]											
95		1.4.A03 Revisar y Publicar Acta	147.92 días	mar 18.10.11	mar 05.06.12	US\$ 200.04	[Barra de tarea]											
108		1.5 CIERRE DE PROYECTO	28.42 días	jue 10.05.12	lun 25.06.12	US\$ 8,329.76	[Barra horizontal de cierre]											
117		2.0 PERMISOS Y LICENCIAS	50.5 días	jue 24.11.11	vie 10.02.12	US\$ 9,708.24	[Barra horizontal de permisos]											



Tarea		Resumen		Progreso resumido		Agrupar por síntesis	
Tarea crítica		Tarea resumida		División		Fecha límite	
Progreso		Tarea crítica resumida		Tareas externas			
Hito		Hito resumido		Resumen del proyecto			

Id	Id	Predecesoras	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Costo	Cronograma														
								8 abr	13 jun	08 ago	03 oct	28 nov	23 ene	19 mar	14 may	09 jul	03 sep	28 nov	23 ene			
118	118		2.1 Licencia de Obra - Municipalidad	39.71 días	jue 24.11.11	mié 25.01.12	US\$ 3,456.09															
124	124		2.2 Conformidad del Proyecto por parte de Cálidda	20.38 días	mié 11.01.12	vie 10.02.12	US\$ 1,876.08															
129	129		2.3 Certificación del Proyecto por parte de SGS (PIG 1)	18.17 días	mié 11.01.12	mié 08.02.12	US\$ 4,376.08															
134	134		3.0 CONTRATOS	108.9 días	lun 25.07.11	mié 11.01.12	US\$ 2,838.69															
135	135		3.1 CONTRATO PARA DISEÑO BASICO Y DE DETALLE	79.77 días	lun 25.07.11	vie 25.11.11	US\$ 792.01															
141	141		3.2 CONTRATO PARA CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES	54.56 días	mar 18.10.11	mié 11.01.12	US\$ 2,046.68															
146	146		4.0 ESTUDIOS E INGENIERÍA	61.77 días	vie 19.08.11	jue 24.11.11	US\$ 41,216.05															
147	147		4.1 INGENIERIA BÁSICA	12.17 días	vie 19.08.11	jue 08.09.11	US\$ 15,560.11															
148	148	139	4.1 A01 Elaborar Ingeniería	12 díast	vie 19.08.11	mié 31.08.11	US\$ 15,000.00															
149	149	148	4.1.A02 Revisar y aprobar el estudio realizado.	5 días	mié 31.08.11	jue 08.09.11	US\$ 560.11															
150	150		4.2 INGENIERIA DE DETALLE	23.44 días	mié 19.10.11	jue 24.11.11	US\$ 25,655.93															
151	151	21FC+1 día	4.2.A01 Elaborar Ingeniería	21 díast	mié 19.10.11	mié 09.11.11	US\$ 25,000.00															
152	152	151	4.2.A02 Revisar y aprobar el estudio realizado.	10 días	mié 09.11.11	jue 24.11.11	US\$ 655.93															
153	153		5.0 ADQUISICIONES Y CONSTRUCCION	154.35 días	mar 18.10.11	jue 14.06.12	US\$ 1,794,788.14															
154	154		5.1 EJECUCIÓN	115.35 días	mar 18.10.11	vie 13.04.12	US\$ 1,782,669.00															
155	155	21	5.1.A01 Gestión de compras	150 díast	mar 18.10.11	vie 16.03.12	US\$ 766,547.67															
156	156	117FC+1 día	5.1.A02 Contrucción de la obra	60 díast	lun 13.02.12	vie 13.04.12	US\$ 1,016,121.33															
157	157		5.2 ADMINISTRACIÓN DEL CONTRATO	154.35 días	mar 18.10.11	jue 14.06.12	US\$ 12,119.14															
167	167		6.0 COMISIONADO Y PUESTA EN MARCHA	29 días	mar 24.04.12	jue 07.06.12	US\$ 5,955.86															
168	168		6.1 COMISIONADO	11 días	mar 24.04.12	jue 10.05.12	US\$ 4,206.42															
169	169	165FC+1 día	6.1.A01 Reunión con las áreas involucradas	1 día	mar 24.04.12	mié 25.04.12	US\$ 142.41															
170	170	169	6.1.A02 Revisión de las instalaciones por SGS (PIG 2)	4 días	mié 25.04.12	mié 02.05.12	US\$ 3,000.00															
171	171	170	6.1.A03 Certificación de las Instalaciones de Gas Natural	4 días	mié 02.05.12	mar 08.05.12	US\$ 1,000.00															
172	172	171	6.1.A04 Entrega de equipos, instalaciones al 100%	2 días	mar 08.05.12	jue 10.05.12	US\$ 64.01															
173	173		6.2 PUESTA EN MARCHA	18 días	jue 10.05.12	jue 07.06.12	US\$ 1,749.44															
174	174	168	6.2.A01 Habilitación de las Instalaciones Internas (Cálidda)	2 días	jue 10.05.12	mar 15.05.12	US\$ 265.38															
175	175	174	6.2.A02 Puesta en marcha de las instalaciones del proyecto	1 día	mar 15.05.12	mié 16.05.12	US\$ 1,232.06															
176	176	175	6.2.A03 Monitoreo por Ingeniería y posterior entrega a Mantenimiento	15 días	mié 16.05.12	jue 07.06.12	US\$ 252.00															

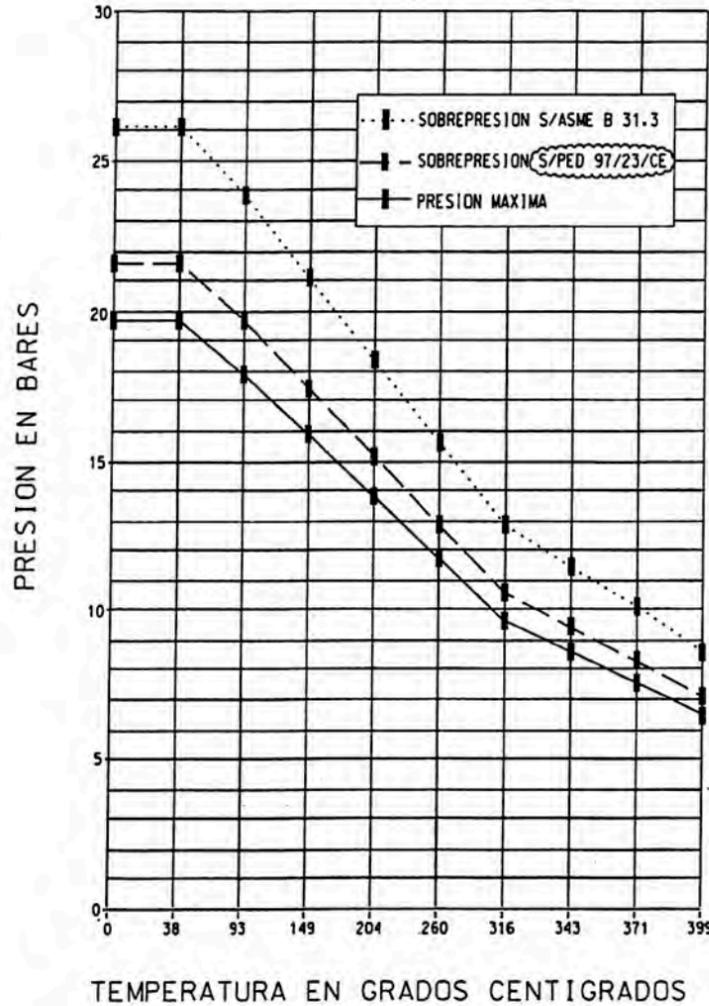


Tarea		Resumen		Progreso resumido		Agrupar por síntesis	
Tarea crítica		Tarea resumida		División		Fecha límite	
Progreso		Tarea crítica resumida		Tareas externas			
Hito		Hito resumido		Resumen del proyecto			

ANEXO X**Especificaciones Técnicas para Tuberías de Gas Natural**

LIMITES DE PRESION TEMPERATURA

NOTA: EL GRAFICO LIMITA EL RATING DE BRIDAS A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE LO CONTRARIO



VER NOTAS GENERALES

A-1 hasta A-6
B-1 hasta B-4
C-10 y C-11
D-3 y D-9
Aplicables a esta Especificación además de las indicadas en la columna de notas, también las bases de cálculos de tuberías y refuerzos en plano PE-L-0200.1.

ESPESOR DE PARED EN TUBERIAS

El espesor indicado en la tabla, corresponde al mayor de los obtenidos según las bases siguientes, sin considerar la reducción por corrosión, que podría ser aplicada.
Espesor mínimo requerido por (i) espesor = $\frac{1}{0.875}$ presión interna + tolerancia de corrosión.

(ii) espesor arbitrario de retiro de la tubería + tolerancia de corrosión.

DIAMETRO	ESPESOR CALCULADO EN (i)(ii)	BASADO EN (i)(ii)	DIAMETRO	ESPESOR CALCULADO EN (i)(ii)	BASADO EN (i)(ii)
2"	.163"	(i)(ii)	14"	.193"	(i)
3"	.163"	(i)	16"	.201"	(i)
4"	.163"	(i)	18"	.217"	(i)
6"	.173"	(i)	20"	.233"	(i)
8"	.183"	(i)	22"	.250"	(i)
10"	.193"	(i)	24"	.266"	(i)
12"	.193"	(i)			

Además del espesor de pared usado, debe tenerse en cuenta el sobreespesor requerido por ASME B 31.3 donde sea necesario, para los esfuerzos provocados por causas distintas a las consideradas en el cálculo anterior.

NOTAS

- Para utilización de SWAGES ver ED-L-01.00.
- Se utilizarán válvulas de doble disco siempre que se conecten dos sistemas de tuberías de productos distintos que puedan tener contaminación, poniendo válvulas de drenaje en el punto bajo del cuerpo de la válvula.
- La especificación de instrumentos a utilizar en esta especificación de tuberías es la H-2.
- ANULADA
- ANULADA
- Para espesor de pared en diámetros de 20" y mayor a utilizar en la Planta de Etileno, véase Plano STIE-L-22650, hoja 2 de 8.
- ANULADA
- El uso de esta válvula está condicionado por el anillo de cierre a -29°C/25 bars o por temp. max. de 232°C. En cualquier caso, el fabricante deberá garantizar la integridad del anillo de cierre para el fluido y temperatura en servicio.
- Con Si = 0.15 + 0.35 % en ASTM A576 Gr.1525

TABLA Y TIPO DE REFUERZOS

DIAM. COLECTOR	DIAMETRO DERIVACION															
	3/4"	1"	1 1/2"	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"	18"	20"	22"	24"
3/4"	T															
1"	T	T														
1 1/2"	T	T	T													
2"	SK	SK	SK	T												
3"	SK	SK	SK	-	T											
4"	SK	SK	SK	-	-	T										
6"	SK	SK	SK	-	-	-	T									
8"	SK	SK	SK	-	-	-	-	T								
10"	SK	SK	SK	-	-	-	6	10	T							
12"	SK	SK	SK	6	10	10	10	15	15	T						
14"	SK	SK	SK	10	10	10	15	15	15	60	T					
16"	SK	SK	SK	10	10	15	15	60	60	60	T					
18"	SK	SK	SK	10	15	15	60	60	60	70	80	90	T			
20"	SK	SK	SK	10	15	15	W	W	W	70	70	90	100	T		
22"	SK	SK	SK	15	15	15	W	W	W	80	80	90	110	120	T	
24"	SK	SK	SK	15	15	15	W	W	70	80	90	100	120	130	140	T

- T TEE LADOS IGUALES
- W WELDOLET
- SK SOCKOLET
- SIN REFUERZO (SOLDADURA MINIMA)
- <15 CORDON DE SOLDADURA NECESARIO PARA REFUERZO (EN mm DE GARGANTA).
- >60 CORRESPONDE AL ANCHO DEL REFUERZO EN mm. EL ESPESOR ES IGUAL AL DEL COLECTOR, MIENTRAS NO SE INDIQUE OTRO MAYOR.

SERVICIO :

HIDROCARBURO.
HIDROGENO O MEZCLA DE AMBOS.
FUEL-OIL.
FUEL-GAS.
ANTORCHA.
GAS NATURAL.

PWHT REQUERIDO POR	
SERVICIO	ESPESOR NOMINAL
Servicio especial en H ₂	TODOS > 19 mm
Servicio especial en N ₂	TODOS > 19 mm
TODOS	> 19 mm

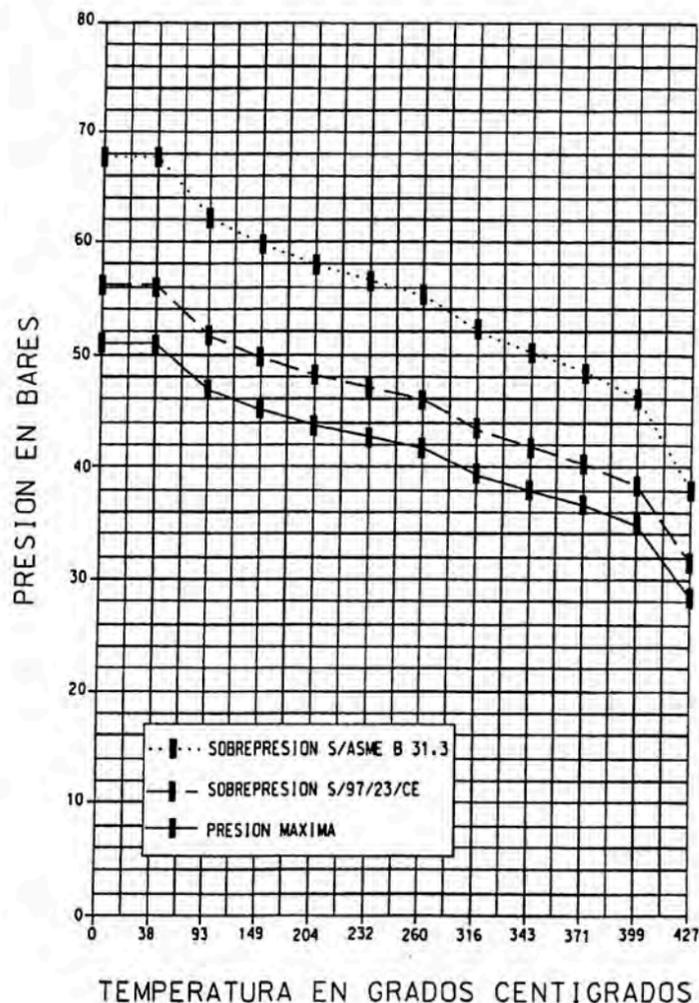
RATING BRIDAS: S/ASME B16.5 150Lb. C. S.
LIMITES DE TEMPERATURA: 0°C + 399°C
TOLERANCIA NOMINAL DE CORROSION: 1/16"
CODIGO DE DISEÑO: (ASME B 31.3 (2002))

ACCESORIO	DIAMETRO	EXTREMO TIPO	CODIGO REPSOL	CODIGO NEGOCIO	SCHEDULE O RATING	MATERIAL y/O ESPECIFICACION	NORMAS	NOTAS
PIPE	3/4" - 1 1/2"	PLAIN END	L-7	L-7	Sch. 80	SEAMLESS STEEL ASTM A - 53 Gr. B Tipo S API - 5L Gr. B ASTM A-106 Gr. B	ASME B 36-10	B-2 (46) F-2 para 14" a 20"
	2" - 6"	BEVEL END	L-6	L-6	Sch. 40			
	8" - 24"		L-4	L-4	Sch. 20			
	26" & LARGER		---	---	A CALCULAR			
NIPPLE	1/2" - 3/4"	T.O.E.	L-7881	L-7881	Sch. 160	SEAMLESS ASTM A - 106 Gr. B	---	E-4
	3/4" - 1 1/2"	P.E.	L-7882	L-7882				
REDUCING NIPPLE CONCENTRIC	1 1/2" Y MENOR	P.E.	L-7890	L-7890	Sch. 80	SEAMLESS ASTM A - 106 Gr. B ASTM A - 576 Gr. 1525	BS-3799	(1) (9)
REDUCING NIPPLE ECCENTRIC	3" y 2" x 1 1/2" Y MENOR	B.L.E. / P.S.E.	L-8780	L-8780	Sch. 40			
UNION	3/4" - 1 1/2"	SOCKET WELD	L-173	L-173	Sch. 80	FORGED STEEL ASTM A - 105	BS-3799	ASME B 16.11
ELBOW 90°			L-178	L-178				
ELBOW 45°			L-184	L-184				
CAP			L-181	L-181				
COUPLING REDUCER			L-182	L-182				
TEE			L-179	L-179				
COUPLING			L-180	L-180				
REDUCER INSERT			L-183	L-183				
SOCKOLET			L-343	L-343				
LATOLET			L-368	L-368				
ELBOLET	L-369	L-369						
THREDOLET	L-205	L-205						
CAP	3/4" - 1 1/2"	SCREWED	L-79	L-79	Sch. 40	ASTM A - 576 Gr. 1525	ASME B 16.11	(9)
BOSS	SOCKET WELD	L-118	L-118					
ELBOW 90°	2" - 6"	BUTT WELD	L-7961	L-7961	Sch. 40	WROUGHT STEEL ASTM A - 234 Gr. WPB	ASME B 16-9	E-1
ELBOW 45°			L-8268	L-8268				
CAP			L-7962	L-7962				
REDUCER CONCENTRIC	8" - 24"	BUTT WELD	L-8270	L-8270	Sch. 20	ASTM A - 105	BONNEY FORGE Y MSS-SP-97	E-1, E-3
REDUCER ECCENTRIC			L-7963	L-7963				
TEE	6"	BUTT WELD	L-8272	L-8272	Sch. 40	ASTM A - 105	BONNEY FORGE Y MSS-SP-97	E-1, E-3
WELDOLET			L-7964	L-7964				
NOZZLE WELD	14" & LARGER	---	---	---	---	FIELD FABRICATE	VER TABLA DE REFUERZOS	
FLG. SOCKET WELD	3/4" - 1 1/2"	1/16" R.F.	L-295	L-295	150 Lb.	FORGED STEEL ASTM A - 105	ASME B 16.5	D-5.0-6
FLG. WELD NECK	2" & LARGER		L-149	L-149				
BLIND FLANGE	2" & LARGER		L-140	L-140				
ORIFICE FLANGED	2" & LARGER		L-247	L-247				
SPECTACLE BLIND	3/4" - 12"	F.F.	L-7974	L-7974	150 Lb.	ASTM A - 516 Gr. 60	VER PE-L-0100.12	
BLIND	14" - 24"		L-8526	L-8526				
SPACER	14" - 24"		L-8527	L-8527				
SPIRAL WOUND	ALL SIZES	1/16" R.F.	L-1527	L-1527	150 Lb.	ASTM B16.20 EXCEPT METAL WINDING TO BE ATSI 316 Ti. Co o L	ASME B16.20	
	2" & LARGER		L-1528	L-1528				
STUD - BOLT	1/2" & LARGER	---	H-260 H-270	H-260 H-270	---	ALLOY STEEL WITH TWO HEX. NUTS ASTM A - 193 Gr. B7 WITH ASTM A - 194 Gr. 2H	ASME B 1.1	
VALVULA DE COMPUERTA	1/2" - 1 1/2"	SOCKET WELD	L-7855		800 Lb. COMPACT	FORGED STEEL ASTM A-105	API - 602	C-6, C-13
	3/4" - 1 1/2"	VALVULET EXTREMO LIBRE S.W.	L-9115					
	2" - 24"	FLANGED 1/16" R.F.	L-124		150 Lb.	CAST STEEL ASTM A - 216 WCB	API - 600	C-2
VALVULA DE GLOBO	3/4" - 1 1/2"	SOCKET WELD	L-296		800 Lb.	FORGED STEEL ASTM A-105	API - 602	C-7
	2" - 8"	FLANGED 1/16" R.F.	L-125		150 Lb.	CAST STEEL ASTM A - 216 WCB	BS - 1873	C-1
VALVULA DE RETENCION	3/4" - 1 1/2"	SOCKET WELD	L-198		800 Lb.	FORGED STEEL ASTM A-105	API - 602	C-7
	2" - 24"	FLANGED 1/16" R.F.	L-126		150 Lb.	SWING CAST STEEL ASTM A - 216 WCB	BS - 1868	C-1
VALVULA DE BOLA	1/2" - 1 1/2"	SOCKET WELD	L-6268		800 Lb.	FORGED STEEL ASTM A-105	EN - 17292	(8)
	2" - 6"	FLANGED 1/16" R.F.	L-1584		150 Lb.	CAST STEEL B.S.-1504-161 Gr. B ASTM A - 216 WCB	EN - 17292	(8)
VALVULA DE DOBLE COMPUERTA	2" - 24"	FLANGED 1/16" R.F.	L-7859		150 Lb.	CAST STEEL ASTM A - 216 WCB	API - 600	(2)

PE-L-0201.04H1.DGN	FEBRERO-07	REVISION GENERAL	J.G.F.	I.G.G.	J.A.D.R.
FICHERO	FECHA	DESCRIPCION	REALIZ.	COMPR.	APROB.
TITULO					
ESPECIFICACION DE TUBERIA " B-4 "					

LIMITES DE PRESION TEMPERATURA

NOTA: EL GRAFICO LIMITA EL RATING DE BRIDAS A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE LO CONTRARIO



VER NOTAS GENERALES

A-1 hasta A-6
B-1 hasta B-4
C-10 y C-11
F-1
Aplicables a esta Especificación además de las indicadas en la columna de notas, también las bases de cálculos de tuberías y refuerzos en plano PE-L-0200.01

ESPESOR DE PARED EN TUBERIAS

El espesor indicado en la tabla, corresponde al mayor de los obtenidos según las bases siguientes, sin considerar la reducción por corrosión, que podría ser aplicada.

(i) espesor = $\frac{11}{0.875}$ Espesor mínimo requerido por presión interna + tolerancia de corrosión.

(ii) espesor arbitrario de retiro de la tubería + tolerancia de corrosión.

DIAMETRO	ESPESOR CALCULADO DE DISEÑO	BASADO EN (i)(ii)	DIAMETRO	ESPESOR CALCULADO DE DISEÑO	BASADO EN (i)(ii)
2"	.200"	(i)	10"	.349"	(i)
3"	.200"	(i)	12"	.393"	(i)
4"	.213"	(i)	14"	.420"	(i)
6"	.259"	(i)	16"	.464"	(i)
8"	.303"	(i)			

Además del espesor de pared usado, debe tenerse en cuenta el sobreespesor requerido por ASME B 31.3 donde sea necesario, para los esfuerzos provocados por causas distintas a las consideradas en el cálculo anterior.

NOTAS

- Para utilización de swages ver ED-L-01.00.
- La especificación de instrumentos a utilizar en esta especificación es la H-2.
- ANULADA-
- ANULADA-
- Para espesores de pared en diámetros de 14" y mayor a utilizar en la Planta de Etileno, vease plano STIE-L-22650, hoja 5 de 8.
- Utilizar bridas Socket-Weld en sustitución de tuercas de unión.
- Con Si = 0.15 y 0.35 % en ASTM A576 Gr.1525.
- En servicio para Gas Natural se podrán usar válvulas de bola PT "L-1586" para diámetros > 2" y PR "L-6268" para diámetros < 2".
- Válida hasta 454°C para exposiciones no prolongadas de tiempo.

TABLA Y TIPO DE REFUERZOS

DIAM. COLECTOR	DIAMETRO DERIVACION											
	3/4"	1"	1 1/2"	2"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"
3/4"	T											
1"	T	T										
1 1/2"	T	T	T									
2"	SK	SK	SK	T								
3"	SK	SK	SK	6	T							
4"	SK	SK	SK	10	10	T						
6"	SK	SK	SK	10	15	15	T					
8"	SK	SK	SK	15	15	W	W	T				
10"	SK	SK	SK	15	W	15	W	70	T			
12"	SK	SK	SK	15	W	W	W	70	90	T		
14"	SK	SK	SK	15	W	W	W	70	90	110	T	
16"	SK	SK	SK	15	W	W	W	80	90	110	120	T

- T TEE
- W WELDOLET
- SK SOCKOLET
- SIN REFUERZO (SOLDADURA MINIMA)
- <15 CORDON DE SOLDADURA NECESARIO PARA REFUERZO (EN mm DE GARGANTA).
- >60 CORRESPONDE AL ANCHO DEL REFUERZO EN mm. EL ESPESOR ES IGUAL AL DEL COLECTOR, MIENTRAS NO SE INDIQUE OTRO MAYOR.

SERVICIO :

- HIDROCARBUROS, HIDROGENO, o MEZCLA DE AMBOS.
- GAS NATURAL.

PWMT REQUERIDO POR	
SERVICIO	ESPESOR NOMINAL
Si dureza > 200 HB	TODOS > 19 mm
Si dureza < 200 HB	> 19 mm
RESTO	> 19 mm

RATING BRIDAS: (S/ASME B16.5) 300LB. C.S.

LIMITES DE TEMPERATURA: 0°C + 427°C (9)

TOLERANCIA NOMINAL DE CORROSION: 1/10" (2.54 mm)

CODIGO DE DISEÑO: (ASME B 31.3 (2002))

ACCESORIO	DIAMETRO	EXTREMO TIPO	CODIGO REPSOL	CODIGO NEGOCIO	SCHEDULE O RATING	MATERIAL Y/O ESPECIFICACION	NORMAS	NOTAS	
PIPE	3/4" - 1 1/2"	PLAIN END	L-7	L-7	Sch. 80	SEAMLESS STEEL ASTM A - 53 Gr. B Tipo S API - 5L Gr. B ASTM A - 106 Gr. B	ASME B 36.10	B-2 (5)	
	2"	BEVEL END	L-7	L-7	Sch. 80				
	3" - 16"		L-6	L-6	Sch. 40				
	18" & LARGER		---	---	A CALCULAR				
NIPPLE	1/2" - 3/4"	T.O.E.	L-7881	L-7881	Sch. 160	SEAMLESS ASTM A - 106 Gr. B	---	E-4	
	3/4" - 1 1/2"	P.E.	L-7882	L-7882	Sch. 160	SEAMLESS ASTM A - 106 Gr. B ASTM A - 576 Gr.1525	BS-3799	(1) (7)	
REDUCING NIPPLE CONCENTRIC	1 1/2" Y MENOR	P.E.	L-7890	L-7890	Sch. 80	SEAMLESS ASTM A - 106 Gr. B ASTM A - 576 Gr.1525	BS-3799	(1) (7)	
REDUCING NIPPLE ECCENTRIC	3" y 2" x 1 1/2" Y MENOR	B.L.E. / P.S.E.	L-8780	L-8780	Sch. 40-80				
UNION	3/4" - 1 1/2"	SOCKET WELD	L-178	L-178	3000 LB.	FORGED STEEL ASTM A - 105	ASME B 16.11	(6)	
ELBOW 90°			L-184	L-184					
ELBOW 45°			L-181	L-181					
CAP			L-182	L-182					
COUPLING REDUCER			L-179	L-179					
TEE			L-180	L-180					
COUPLING			L-183	L-183					
REDUCER INSERT			L-343	L-343					
SOCKOLET			L-368	L-368					
LATROLET			L-369	L-369					
ELBOLET	L-205	L-205	ASTM A - 576 Gr.1525	ASME B 16.11 BS-3799	E-3 (4) E-2, E-3 (4) E-6 (4) (4) (7)				
THREDOLET	L-79	L-79							
CAP	3/4" - 1 1/2"	SCREWED	L-118	L-118					
BOSS		SOCKET WELD	L-118	L-118					
ELBOW 90°			L-7929	L-7929					
			L-7961	L-7961					
ELBOW 45°			L-7931	L-7931					
			L-7962	L-7962					
CAP	2"		L-7933	L-7933					
	3" - 16"		L-7963	L-7963					
REDUCER CONCENTRIC		BUTT WELD	L-7935	L-7935	Sch. 80	WROUGHT STEEL ASTM A - 234 Gr. WPB	ASME B 16.9	E-1	
REDUCER ECCENTRIC			L-7964	L-7964	Sch. 40				
	2"		L-7937	L-7937					
	3" - 16"		L-7965	L-7965					
TEE			L-7939	L-7939					
	3" - 16"		L-7960	L-7960					
WELDOLET	3" - 6"		L-306	L-306	Sch. 40	ASTM A - 105	BONNEY FORGE Y MSS-SP-97	E-1, E-3	
NOZZLE WELD	14" & LARGER		---	---	---	FIELD FABRICATE	VER TABLA DE REFUERZOS		
FLG. SOCKET WELD	3/4" - 1 1/2"		L-375	L-375		FORGED STEEL ASTM A - 105	ASME B 16.5	D-5, D-6 B-5, D-2, D-8	
FLG. WELD NECK		1/16" R.F.	L-236	L-236	300 Lb.				
BLIND FLANGE	2" & LARGER		L-143	L-143		ASTM A - 516 Gr. 60	VER PE-L-0100.12	(3)	
DRIFICE FLANGED			L-247	L-247					
SPECTACLE BLIND	3/4" - 10"		L-7982	L-7982		AISI - 316 GRAPHITE FILLED	ASME B 16.20		
BLIND		F.F.	L-8528	L-8528	300 Lb.				
SPACER	12" - 18"		L-8529	L-8529					
SPIRAL WOUND	ALL SIZES	1/16" R.F.	L-1528	L-1528	300 Lb.	ASTM A - 193 Gr. B7 WITH ASTM A - 194 Gr. 2H	ASME B 1.1		
STUD - BOLT	5/8" & LARGER		H-261 H-270	H-261 H-270	---				
VALVULA DE COMPUERTA	1/2" - 1 1/2"	SOCKET WELD	L-7855		800 Lb.	FORGED STEEL ASTM A-105	API - 602	C-6	
	3/4" - 1 1/2"	VALVOLET EXTREMO LIBRE S.W.	L-9115					C-2	
	2" - 16"	FLANGED 1/16" R.F.	L-130		300 Lb.	CAST STEEL ASTM A - 216 WCB	API - 600		
VALVULA DE GLOBO	3/4" - 1 1/2"	SOCKET WELD	L-296		800 Lb.	FORGED STEEL ASTM A-105	API - 602		
	2" - 8"	FLANGED 1/16" R.F.	L-1743		300 Lb.	CAST STEEL ASTM A - 216 Gr. WCB	BS - 1873		
VALVULA DE RETENCION	3/4" - 1 1/2"	SOCKET WELD	L-198		800 Lb.	FORGED STEEL ASTM A-105	API - 602	C-7	
	2" - 16"	FLANGED 1/16" R.F.	L-134		300 Lb.	SWING CAST STEEL ASTM A - 216 Gr. WCB	BS - 1868	C-1	
PE-L-0202.03H1.DGN	FEBRERO-07	REVISION GENERAL				J.S.R. I.G.G. J.A.D.R.			
FICHERO	FECHA	DESCRIPCION				REALIZ. COMPR. APROB.			
TITULO	ESPECIFICACION DE TUBERIA "C-3"					NUMERO	PE-L-0202.03	HOJA 1 DE 1	REV. 02

ANEXO XI**Cálculo del Costo del Gas Natural para Clientes Independientes**

A. PRECIO GAS NATURAL EN BOCA DE POZO

El precio de gas será reajustado al 1^{ro} de Enero de cada año de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PG_n = PGB \times \text{Factor de Ajuste} \times \text{Factor A} \times \text{Factor B}$$

Donde:

- PG_n: Precio del gas natural para el nuevo período de ajuste.
 PGB: Precio base del gas natural.
 Factor A: Factor que depende de la Cantidad Diaria Contractual (CDC)
 Factor B: Factor según el porcentaje Take or Pay

$$\text{Factor de Ajuste} = 0.6 \times (WPS1191i / WPS1191j) + 0.4 \times (WPU05i / WPU05j)$$

- WPS1191i: Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Fiel Machinery publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses disponibles anteriores al 1º de Enero de cada año.
- WPS1191j: Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Fiel Machinery publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato de Licencia de Explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (Diciembre 1999 a Noviembre 2000).
- WPU05i: Promedio aritmético del Índice Fuel and Related Products and Power publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses disponibles anteriores al 1ro de Enero de cada año.
- WPU05j: Promedio aritmético del Índice Fuel and Related Products and Power publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato de Licencia de Explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (Diciembre 1999 a Noviembre 2000).

Factores:

Factor A	
CDC - Mmpcd	Factor A
1060	1.000
1942	0.995
3000	0.990
4061	0.985
4943	0.980
10064	0.970
19422	0.960

Factor B	
% Take or Pay	Factor B
100	0.950
90	0.970
80	0.980
70	0.990

CDC: Cantidad diaria contractual de gas natural

Take or Pay: Es el porcentaje mínimo de la CDC que el usuario se compromete a consumir. En caso se registre un consumo menor al estipulado, éste deberá ser pagado hasta completar el porcentaje contratado.

A.1 Datos:

Considerando los datos:

PGB (Industrial)	2.4303 US\$/MMBtu
PGB (Electricidad)	1.4362 US\$/MMBtu
Factor A	
Consumo industrial	1.05 (5% máx. de inc. anual)
Factor B	
Consumo industrial	0.9680 (Take or Pay: 91%)
Generación Eléctrica	0.9680 (Take or Pay: 91%)
Factor de Ajuste	1.0164

A.2 Precio Gas Natural en Boca de Pozo

a. Precio Ajustado al Poder Calorífico Superior

De acuerdo a los datos actualizados en la web de Cálidda (al mes de Enero 2010):

PGB x Factor A (industrial)	2.5519 US\$/MMBtu
PGB x Factor B (electricidad)	1.5080 US\$/MMBtu
Consumo Industrial:	$2.5519 \times 0.9680 = 2.4702$ US\$/MMBtu
Generación Eléctrica:	$1.5080 \times 0.9680 = 1.4597$ US\$/MMBtu

B. COSTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL A CITY GATE (TgP)

La tarifa de red aplicable para el cargo por reserva de capacidad se calcula de la manera siguiente:

$$TA_{MN} = TM_{ME} \times FD \times FA1 \times FA2$$

Donde:

TA_ME: Tarifa máxima de la red principal en moneda extranjera sin el factor de descuento ni la actualización del costo del servicio expresado en US\$/millar m³.

TA_MN: Tarifa aplicable en moneda nacional con el factor de descuento (FD) y las actualizaciones del tipo de cambio y costo del servicio expresado en nuevos soles por millar de metros cúbicos (S/. millar m³).

FD : Factor de descuento producto de los montos adelantados de la Garantía por Red Principal (GRP).

FA1: factor de reajuste del costo del servicio de la respectiva concesión.

FA2: factor de reajuste del Tipo de Cambio.

Los factores de reajuste se calculan de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{FA1} &= \text{PPIa} / \text{PPlo} \\ \text{FA2} &= \text{TC} \end{aligned}$$

PPI: Producer Price Index WPSSOP3500: Finished Goods less Foods and Energy. El índice "a" representa el mes en que se efectúa la actualización y el índice "o" representa el mes al que se ha ofertado el Costo del Servicio. Los índices PPI a emplear serán los últimos índices al primer día de inicio del año del cálculo de dicho periodo.

Valor PPlo = 149.8 (Ene 03), Valor PPIa = 163.9 (Ene 08)

TC: Tipo de cambio del dólar determinado por la SBS correspondiente a la "Cotización de Oferta y demanda – Tipo de Cambio Ponderado". Se toma en cuenta las 5 últimas cotizaciones disponibles y publicadas en el diario El Peruano, el día 25 de cada mes.

El factor de ajuste FA1 se aplicará una vez por año de cálculo, mientras que el FA2 se aplicará una vez por mes.

B.1 Datos:

Considerando los datos:

Tarifa Industrial x FA1	35.4010 US\$/10 ³ Sm ³
Tarifa Gen. Eléctrica x FA1	32.8142 US\$/10 ³ Sm ³
FA2	2.8774
FD	0.91436 (OSINERG 006-2005)

B.2 Precio Gas Natural por transporte a City Gate Lurín

a. Tarifa Aplicable de Transporte en Moneda Nacional

$$\begin{aligned} \text{TA_MN (Ind.)} &= 35.4010 \times 0.91436 \times 2.8774 = \text{S/} 93.1393/ 10^3 \text{ m}^3 \\ \text{TA_MN (Elec.)} &= 33.6196 \times 0.91436 \times 2.8774 = \text{S/} 86.3335/ 10^3 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

b. Tarifa Aplicable por Transporte en Moneda Extranjera:

Uso Industrial	32.3693 US\$/10 ³ Sm ³
Uso Generación Eléctrica	30.0040 US\$/10 ³ Sm ³

C. COSTO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL (CÁLIDDA)

Los términos y cálculos aplicables para la distribución son los mismos que los efectuados para el transporte de gas natural.

C.1 Datos:

Considerando los datos:

Tarifa Industrial x FA1	7.0617 US\$/10 ³ Sm ³
Tarifa Gen. Eléctrica x FA1	5.4020 US\$/10 ³ Sm ³
FA2	2.8774
FD	0.91436 (OSINERG 006-2005)

C.2 Precio Gas Natural por Distribución a punto de consumo

a. Tarifa Aplicable por Distribución via Red Principal en Moneda Nacional

$$TA_{MN} (\text{Ind.}) = 7.0617 \times 0.91436 \times 2.8774 = S/. 19.8165 / 10^3 \text{ m}^3$$
$$TA_{MN} (\text{Elect.}) = 5.4020 \times 0.91436 \times 2.8774 = S/. 14.2126 / 10^3 \text{ m}^3$$

a. Tarifa Aplicable por Uso de Otras Redes (todos los usos) - Fuente Cálidda

Margen de Distribución	US\$ 19.8165 US\$/Sm ³
Margen Comercial	US\$ 0.1147 US\$/Sm ³ /dia

El precio de gas natural por distribución es la suma de la tarifa aplicable más el margen de distribución y comercial definidos por la distribuidora. Estos dos últimos costos son iguales para los casos de consumo industrial y de generación eléctrica.