

**UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS**

**FACULTAD DE INGENIERIA INDUSTRIAL**

**E.A.P. DE INGENIERIA INDUSTRIAL**

**Reducción de costos de energía y mitigación de gases  
de efecto invernadero en una planta industrial  
mediante la cogeneración con gas natural**

**TESIS**

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Industrial

**AUTOR**

Yamhir Alfredo Yabar Viggio

**ASESOR**

Julio Salas Bacalla

Lima - Perú

2016



## **Dedicatorias**

*Dedico esta tesis a Dios por el don de la vida y por darme la inspiración para desarrollar este trabajo.*

*A mi familia por estar siempre conmigo, apoyándome en mis caídas y celebrando mis triunfos.*

*Y a mí querida alma mater, la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, por todo lo aprendido en sus aulas y por las maravillosas personas que conocí en ella.*

---

# INDICE GENERAL

INDICE DE FIGURAS.....	8
INDICE DE TABLAS .....	10
RESUMEN.....	11
INTRODUCCIÓN.....	12
CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	13
1.1 Situación problemática.....	13
1.2 Formulación del problema .....	13
1.2.1 Problema general .....	13
1.2.2 Problemas específicos.....	13
1.3 Justificación de la investigación .....	14
1.4 Objetivos de la investigación.....	14
1.4.1 Objetivo general.....	14
1.4.2 Objetivos específicos .....	14
1.5 Hipótesis de la investigación.....	15
1.5.1 Hipótesis general.....	15
1.5.2 Hipótesis específicas.....	15
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO .....	16
2.1 Termodinámica y conversión de la energía.....	16
2.1.1 Definición y leyes de la Termodinámica .....	16
2.1.2 Máquinas térmicas .....	16
2.1.3 El ciclo de Carnot.....	17
2.1.4 Eficiencia en la conversión de energía .....	20
2.2 Máquinas y ciclos termodinámicos .....	21
2.2.1 Suposiciones de aire estándar .....	21
2.2.2 Máquinas reciprocantes .....	22
2.2.3 Ciclo Diesel: Máquinas de encendido por compresión.....	22
2.2.4 Ciclo Brayton: Motores de turbina a gas.....	23

2.2.5 Sistema de Cogeneración.....	24
2.2.6 Ciclos de potencia combinados.....	27
2.3 Combustibles y reacciones químicas de combustión .....	29
2.3.1 Combustibles hidrocarburos .....	29
2.3.2 Gas natural y su composición .....	29
2.3.3 Gas natural para las industrias.....	30
2.3.4 Reacción química de combustión .....	31
2.3.5 Poder calorífico .....	32
2.3.6 Efectos colaterales en la transformación de la energía .....	33
2.3.7 Gases de efecto invernadero y calentamiento global.....	33
CAPITULO III: SECTOR ENERGÉTICO EN EL MUNDO Y EN EL PERÚ.....	35
3.1 Situación energética mundial.....	35
3.1.1 Reservas de gas natural en el mundo.....	35
3.1.2 Producción de gas natural en el mundo .....	36
3.1.3 Consumo de gas natural en el mundo .....	36
3.1.4 Referentes internacionales del precio del gas y el petróleo .....	37
3.1.5 Petróleo y Gas no convencionales .....	37
3.2 Situación energética en el Perú.....	39
3.2.1 Reservas de Energía Comercial .....	39
3.2.2 Producción de Energía Comercial .....	40
3.2.3 Consumo Final de Energía .....	41
3.3 La industria de hidrocarburos líquidos en el Perú .....	42
3.3.1 Producción, Importación y exportación de petróleo.....	42
3.3.2 Capacidad de refinación y Proyectos de modernización .....	44
3.3.3 Principales combustibles que se utilizan en el Perú .....	46
3.4 La industria de gas natural en el Perú.....	47
3.4.1 Reseña del desarrollo de la industria de gas natural en el Perú .....	47
3.4.2 Fase de explotación: Los lotes de Camisea y la planta Malvinas .....	47

3.4.3	Procesamiento del gas natural.....	49
3.4.4	Fase de transporte: El transporte de gas natural y sus líquidos.....	50
3.4.5	Fase de distribución: La distribución de gas natural en Lima y Callao .....	52
3.4.6	Estructura del precio de gas natural en Lima y Callao .....	54
3.4.7	Demanda de Gas Natural en el Perú .....	55
3.4.8	Fraccionamiento de los líquidos de gas natural .....	57
3.4.9	Proyecto Gasoducto Sur Peruano .....	57
3.4.10	Explotación del gas de esquisto en el Perú .....	59
CAPITULO IV: METODOLOGIA EMPLEADA .....		60
4.1	Tipo y diseño de la investigación .....	60
4.2	Variables a considerarse .....	60
4.3	Fases de la metodología .....	60
4.4	Primera fase: Perfil del proyecto de eficiencia energética .....	61
4.5	Segunda fase: Antecedentes de la planta y usos energéticos.....	62
4.6	Tercera fase: Análisis de la información y diagnostico energético .....	64
4.6.1	Clasificar y cuantificar las fuentes de energía .....	64
4.6.2	Identificar las causas de los altos costos de energía .....	65
4.6.3	Identificar usos y consumos significativos de energía.....	66
4.6.4	Determinar el consumo energético de combustibles y electricidad anual.....	66
4.6.5	Determinación de la línea base de costos.....	69
4.6.6	Determinación de la línea base de emisiones de CO <sub>2</sub> .....	72
4.7	Cuarta fase: Diseño del proyecto a implementar.....	75
4.7.1	Conversión a suministro de gas natural.....	75
4.7.2	Diseño del sistema de cogeneración.....	76
4.8	Quinta fase: Implementación del proyecto y medición de resultados .....	81
CAPITULO V: APLICACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....		84
5.1	Aplicación en una planta de manufactura de cauchos y metalmecánica .....	84

5.2 Perfil del proyecto de eficiencia energética de una planta de manufactura de cauchos.....	84
5.3 Características de la planta de manufactura de cauchos y usos energéticos .....	85
5.4 Diagnostico energético de la planta de cauchos y metalmecánica .....	86
5.5 Diseño del sistema de conexión con GN y sistema de cogeneración.....	95
5.6 Evaluación del proyecto de eficiencia energética y medición de resultados.....	97
CONCLUSIONES.....	104
RECOMENDACIONES.....	105
BIBLIOGRAFIA.....	106
GLOSARIO.....	109
ANEXOS .....	110

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Máquina térmica ideal.....	17
Figura 2: Diagrama P-V del Ciclo de Carnot.....	18
Figura 3: Variación de la eficiencia en función de la temperatura de la fuente.....	19
Figura 4: Partes de una maquina reciprocante.....	22
Figura 5: Motor turbina de gas de ciclo abierto.....	23
Figura 6: Motor turbina de gas de ciclo cerrado.....	24
Figura 7: Sistema de cogeneración ideal.....	25
Figura 8: Ciclo de potencia combinado de gas y vapor.....	27
Figura 9: Reservas probadas de gas natural en el planeta 2013.....	35
Figura 10: Producción mundial de gas natural 2013.....	36
Figura 11: Consumo de gas natural en el mundo 2013.....	37
Figura 12: Reservas de shale gas técnicamente recuperables 2013.....	38
Figura 13: Participación por tipo de combustible.....	42
Figura 14: Producción promedio de petróleo en el Perú.....	42
Figura 15: Distribución geográfica de la producción de petróleo.....	43
Figura 16: Participación en las importaciones de petróleo 2014.....	44
Figura 17: Producción fiscalizada de gas natural 2004 – 2014.....	48
Figura 18: Procesamiento del gas natural.....	50
Figura 19: Esquema de distribución del gas natural.....	52
Figura 20: Redes de distribución de GN en Lima y Callao.....	53
Figura 21: Estructura del precio del Gas natural en Lima y El Callao a dic-2014.....	55
Figura 22: Evolución del número de clientes de GN por categoría tarifaria.....	56
Figura 23: Volumen de GN distribuido por categoría.....	57
Figura 24: Mapa referencial Gasoducto Sur Peruano.....	58
Figura 25: Nodo energético del sur.....	59
Figura 26: Fases de la metodología propuesta.....	61
Figura 27: Matriz de consumo de energía.....	64
Figura 28: Matriz de costos de energía.....	65
Figura 29: Diagrama Causa-efecto de los altos costos energéticos.....	65
Figura 30: Diagrama de Pareto para identificar los usos significativos de energía.....	66
Figura 31: Consumo de combustible en unidades de volumen y energía.....	67
Figura 32: Consumo energético de combustibles.....	68
Figura 33: Consumo energético de electricidad.....	68
Figura 34: Consumo energético total de la planta.....	69
Figura 35: Consumo energético y costos de un tipo de combustible.....	70

Figura 36: Línea base de costos de combustibles .....	70
Figura 37: Línea base de costos de electricidad .....	71
Figura 38: Línea base de costos de energía de la planta.....	72
Figura 39: Consumo energético y emisiones de GEI de un tipo de combustible .....	74
Figura 40: Línea base de emisiones de dióxido de carbono.....	74
Figura 41: Diagrama comparativo de un sistema de cogeneración .....	76
Figura 42: Sistema superior de cogeneración .....	77
Figura 43: Sistema inferior de cogeneración .....	78
Figura 44: Línea base de costos vs Costos con eficiencia energética.....	82
Figura 45: Línea base de emisiones GEI vs Emisiones con Gas natural.....	83
Figura 46: Matriz de consumos de energía (Base 6,306 GJ/año).....	87
Figura 47: Estructura de costos de energía (Base MS/ 508.7/año) .....	87
Figura 48: Consumo energético de combustibles de la planta de cauchos .....	90
Figura 49: Línea base de costos de energía de la planta de cauchos.....	93
Figura 50: Eficiencia eléctrica vs Potencia .....	97
Figura 51: Ahorro de costos energéticos en la planta de cauchos .....	99
Figura 52: Mitigación de emisiones de GEI en la planta de cauchos.....	101

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Composición del gas natural de Camisea .....	30
Tabla 2: Poder calorífico de algunos combustibles .....	33
Tabla 3: Reservas probadas de Energía comercial 2014 (TJ).....	40
Tabla 4: Producción de energía comercial 2014 (TJ).....	40
Tabla 5: Consumo final de energía por fuentes 2014 (TJ) .....	41
Tabla 6: Capacidad de refinación a 2014.....	45
Tabla 7: Infraestructura de transporte de GN y LGN en el Perú.....	51
Tabla 8: Categorías tarifarias Concesión de Lima y El Callao.....	54
Tabla 9: Estimación anual del consumo energético .....	62
Tabla 10: Estimación anual de los costos energéticos.....	63
Tabla 11: Definiciones de los tipos de combustibles .....	73
Tabla 12: Factores de emisión por tipo de combustible .....	73
Tabla 13: Características de las principales tecnologías para sistemas de cogeneración .....	79
Tabla 14: Estimación anual del consumo energético de la planta de cauchos.....	85
Tabla 15: Estimación anual de los costos de la planta de cauchos.....	86
Tabla 16: Consumo de Petróleo industrial en unidades de volumen y energía .....	88
Tabla 17: Consumo de gas licuado de petróleo en unidades de volumen y energía ...	89
Tabla 18: Consumo de electricidad de la planta de cauchos.....	90
Tabla 19: Costos de combustibles de la planta de cauchos.....	91
Tabla 20: Costos de energía eléctrica de la planta de cauchos .....	93
Tabla 21: Línea base de emisiones de CO <sub>2</sub> de la planta de cauchos.....	94
Tabla 22: Tecnologías propuestas para el sistema de cogeneración .....	96
Tabla 23: Consumo de GN para un periodo de doce meses.....	98
Tabla 24: Costos con cogeneración y GN para un periodo de doce meses .....	99
Tabla 25: Emisiones de CO <sub>2</sub> con gas natural en la planta de cauchos.....	100
Tabla 26: Inversión proyecto de cogeneración con gas natural.....	102
Tabla 27: Flujo de caja del proyecto de cogeneración con gas natural .....	103

## RESUMEN

El Perú en la década 2001 – 2010 tuvo un crecimiento acelerado de su economía, que se sustenta principalmente en la minería y exportación de materias primas. A pesar de ello no somos un país industrializado, debemos agregar valor a nuestros productos y dejar de exportar bienes sin valor agregado.

Para lograr esa visión las industrias del país deben contar con un piso energético limpio y económico, esas ventajas las da el gas natural. Un sistema de cogeneración aprovecha mejor el gas natural ya que es una tecnología de eficiencia energética y una buena alternativa para reducir los costos energéticos de una planta industrial.

Han pasado más de 10 años desde la explotación y comercialización de gas natural de los campos de Camisea pero aún falta mucho por desarrollar, son muchas las personas naturales y empresas que no se han beneficiado con este recurso ecológico. Se espera que este recurso llegue mediante el gasoducto sur a ciudades como Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna. También se tienen proyectos para su masificación al norte y centro del país.

Bajo estos escenarios la presente investigación expone los resultados del diseño de un sistema de cogeneración con gas natural mediante el cual se logró la reducción de costos de energía y mitigación de gases de efecto invernadero en una planta industrial.

**Palabras clave:** gas natural, cogeneración, eficiencia energética, costos energéticos, gases de efecto invernadero.

# INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación expone una metodología para lograr la eficiencia energética en una planta industrial utilizando la tecnología de cogeneración con gas natural, con el objetivo de reducir los costos de generación de energía y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero de la planta industrial.

En el primer capítulo se presenta el planteamiento del problema, el cual es, como reducir los costos de generación de energía y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero de una planta industrial mediante el uso de gas natural, se plantean los problemas específicos a resolver y la justificación de la investigación. También se enuncia el objetivo general y los objetivos específicos que se quieren lograr con este estudio. Se plantea la hipótesis general y las hipótesis específicas a demostrar mediante una investigación descriptiva y comparativa, ya que se aplicaran las herramientas y conocimientos de las ciencias e ingeniería.

En el segundo capítulo se muestra el marco teórico donde se explican los fundamentos de la teoría termodinámica, las máquinas térmicas y los principales ciclos termodinámicos, los combustibles hidrocarburos y las consecuencias negativas de los gases de efecto invernadero.

En un tercer capítulo se presenta un resumen del sector energético en el mundo y en el Perú, un análisis de la industria de hidrocarburos líquidos y un mayor desarrollo de la industria de gas natural en el Perú.

En el cuarto capítulo se detalla el diseño metodológico a seguir que consiste en 5 fases: perfil del proyecto de mejora, levantamiento de información, análisis y diagnóstico energético, diseño del proyecto de eficiencia energética y medición de resultados.

Finalmente presentaremos las conclusiones y resultados de este estudio que va a ser beneficioso para todas las industrias medianas y grandes del Perú, que demandan energía eléctrica y energía térmica para sus procesos.

# **CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

## **1.1 Situación problemática**

En el Perú, debido al rápido crecimiento de la industria en los últimos años, ocurre que algunas empresas por falta de un planeamiento energético adecuado, no han invertido en asegurar su suministro de energía en base al uso del gas natural (GN). Estas industrias siguen usando otras fuentes energéticas como diesel, gas licuado de petróleo (GLP) o petróleos industriales para satisfacer su demanda de energía, estos son más costosos comparados al GN y a su vez el uso de estos combustibles genera una mayor emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Todo esto ocasiona que las industrias del Perú no sean competitivas en el mercado internacional.

A diez años de la puesta en marcha del Proyecto Camisea, el uso de gas natural solo ha beneficiado a algunas industrias de Lima Metropolitana y El Callao, son necesarios proyectos que masifiquen su uso a nivel nacional.

Los altos costos de combustibles derivados del petróleo que tienen que afrontar las industrias nacionales se deben a que el Perú es un país importador de petróleo, en el 2014 el 61% del petróleo procesado en refinerías fue importado. Por ello dependemos de factores externos como el precio internacional del petróleo, el tipo de cambio, etc.

## **1.2 Formulación del problema**

### **1.2.1 Problema general**

¿Mediante el uso de gas natural y tecnología de cogeneración es posible reducir los costos y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero de empresas que compran electricidad y utilizan diesel, GLP o petróleos industriales para cubrir su demanda energética?

### **1.2.2 Problemas específicos**

a) ¿Se pueden reducir los costos de energía de las industrias que compran electricidad y utilizan combustibles en sus procesos como el diesel, el GLP y los petróleos industriales?

b) ¿Es el gas natural un combustible menos contaminante que el diesel, el GLP o los petróleos industriales en los procesos de transformación de la energía?

c) ¿Un proyecto de cogeneración con gas natural es rentable para una empresa industrial?

### **1.3 Justificación de la investigación**

Mayores beneficios para las industrias y el medio ambiente, reduciendo los costos de generación de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero.

Este estudio es relevante ya que ayudara en un mejor planeamiento energético de las industrias en Perú usando como fuente el gas natural y a su vez incentivar a las industrias el uso del gas, esto beneficiara no solo a las mismas, también asegurara la demanda interna de este recurso incrementando los beneficios de canon y regalías al Estado peruano.

Destinar el uso del gas natural al sector industrial y dejar de utilizar para la Generación eléctrica que hasta el año 2015 representaba el 67% de la demanda interna. En la industria el gas se puede utilizar para generar energía térmica para los procesos de función de metales, secado, tratamientos térmicos, producción de petroquímicos, etc. Se puede aprovechar mejor el gas natural en la industria utilizando sistemas de cogeneración.

Este trabajo de investigación está alineado al Plan Energético Nacional 2014-2025.

### **1.4 Objetivos de la investigación**

#### **1.4.1 Objetivo general**

Reducir los costos de energía y emisiones de gases de efecto invernadero de una planta industrial mediante la cogeneración con gas natural.

#### **1.4.2 Objetivos específicos**

- a) Reducir los costos energéticos de una planta industrial implementando un sistema de cogeneración con gas natural.
- b) Cuantificar las emisiones de gases de efecto invernadero en Kg de CO<sub>2</sub> y comprobar la reducción de emisiones cuando se usa GN para las demandas de energía térmica.
- c) Evaluar la rentabilidad de un proyecto de cogeneración con gas natural en una planta industrial.

## **1.5 Hipótesis de la investigación**

### **1.5.1 Hipótesis general**

Las empresas que implementen un sistema de cogeneración con gas natural frente al uso de otros combustibles fósiles y compra de electricidad para cubrir su demanda de energía tendrán menores costos energéticos y menor emisión de gases de efecto invernadero.

- Variable independiente: Implementación de sistema de cogeneración con gas natural.
- Variables dependientes: Costos de energía y emisiones de gases de efecto invernadero.

### **1.5.2 Hipótesis específicas**

a) Los costos de energía de las industrias que utilicen cogeneración con gas natural para sus procesos serán menores frente al escenario de compra de electricidad y uso de diesel, GLP o petróleos industriales.

- Variable independiente: Cogeneración con gas natural.
- Variable dependiente: Costos de energía.

b) Las emisiones de gases de efecto de invernadero de las industrias que utilicen gas natural serán menores en comparación con el uso de diesel, GLP o petróleos industriales, para los procesos que requieran energía térmica.

- Variable independiente: Uso de gas natural.
- Variable dependiente: Emisiones de gases de efecto invernadero.

c) La implementación de un proyecto de cogeneración con gas natural es rentable para una empresa industrial.

- Variable independiente: Inversión en proyecto de cogeneración.
- Variable dependiente: Rentabilidad del proyecto.

## CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1 Termodinámica y conversión de la energía

#### 2.1.1 Definición y leyes de la Termodinámica

La Termodinámica es la ciencia que estudia la energía y sus transformaciones, como la generación de potencia, la refrigeración y las relaciones entre las propiedades de la materia. Comprender los principios básicos de esta ciencia ha sido esencial para la ingeniería; sus campos de aplicación son: sistemas de refrigeración, embarcaciones, aeronaves, automóviles, plantas de generación eléctrica, procesamiento de alimentos, red de tuberías en una planta industrial, etc. (Cengel & Boles, 2015)

Según Cengel y Boles (2015), la primera y segunda ley de la termodinámica se definen como:

#### - Primera ley de la Termodinámica

La primera ley de la Termodinámica se basa en el principio de conservación de la energía, esta se ha formulado en base a observaciones experimentales y establece que la energía no se crea ni se destruye durante un proceso solo se transforma.

#### - Segunda ley de la Termodinámica

La segunda ley de la Termodinámica define que un proceso ocurre en cierta dirección y no en cualquiera. Se basa en dos enunciados equivalentes, Kelvin-Plank dice: *Es imposible que un dispositivo que opera en un ciclo reciba calor de un solo depósito y produzca una cantidad neta de trabajo* y Clausius afirma: *Es imposible construir un dispositivo que opere en un ciclo sin que produzca ningún otro efecto que la transferencia de calor de un cuerpo de menor temperatura a otro de mayor temperatura.*

#### 2.1.2 Máquinas térmicas

Como afirman Cengel y Boles (2015), las máquinas térmicas son dispositivos diseñados para transformar parte del calor que reciben en trabajo, estas requieren de un fluido de trabajo como vapor de agua, aire, gas, etc. Hay muchos tipos de máquinas térmicas pero en general el ciclo en el que operan es el siguiente: Reciben calor de una fuente a temperatura alta como un horno de combustión. Luego convierten parte de este calor en trabajo útil. Posteriormente rechazan el calor de desecho hacia un sumidero de baja temperatura como la atmosfera por ejemplo. Finalmente se repite el ciclo.

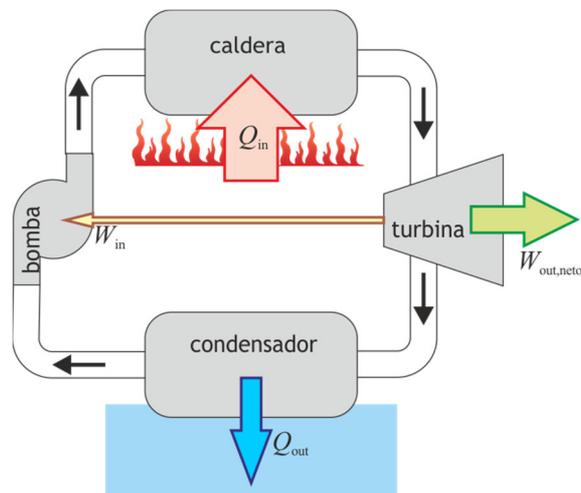


Figura 1: Máquina térmica ideal  
Fuente: Universidad de Sevilla - Departamento de Física Aplicada III

En la Figura 1 se observa como la máquina recibe calor de la caldera donde se quema un combustible, luego convierte parte de ese calor en trabajo en la turbina, posteriormente se rechaza calor en el condensador a la atmosfera y finalmente con la bomba se completa el ciclo del fluido de trabajo.

Las máquinas como los motores de automóviles y las turbinas de gas que funcionan mediante un ciclo de combustión interna operan en un ciclo mecánico más no en un ciclo termodinámico, ya que los gases de combustión no experimentan un ciclo completo. La central eléctrica de vapor es la que más se ajusta a la definición de máquina térmica, esta es una máquina de combustión externa por lo que la energía térmica de la combustión se transfiere como calor al fluido de trabajo, en este caso el vapor.

A pesar de las diferencias expuestas ambos tipos de máquinas las de combustión interna y externa se consideran como máquinas térmicas. (Cengel & Boles, 2015)

### 2.1.3 El ciclo de Carnot

Cengel y Boles (2015) indican que el ciclo de Carnot es un ciclo ideal propuesto por el ingeniero francés Sadi Carnot en el siglo XIX, este ciclo se compone de cuatro procesos reversibles, dos isotérmicos y dos adiabáticos y que es posible llevar a cabo en un sistema de flujo estacionario (ver Figura 2).

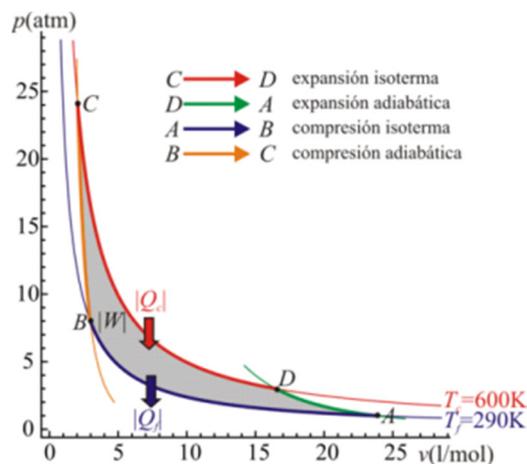


Figura 2: Diagrama P-V del Ciclo de Carnot  
 Fuente: Universidad de Sevilla - Departamento de Física Aplicada III

La importancia del ciclo Carnot radica en que sirve como un estándar de comparación con otros ciclos ideales o reales, ya que es el ciclo más eficiente que puede ejecutarse entre una fuente de calor a  $T_H$  y un sumidero a temperatura  $T_L$  y su eficiencia térmica se expresa:

$$\eta_{ter,Carnot} = 1 - \frac{T_L}{T_H}$$

De esta expresión se puede decir que: La eficiencia térmica aumenta con un incremento en la temperatura promedio a la cual se suministra calor hacia el sistema o con una disminución en la temperatura promedio a la cual el calor se rechaza del sistema. Esto en la práctica tiene limitaciones ya que la temperatura a la cual se suministra calor va a depender de la resistencia del material que este hecha la maquina térmica y la temperatura de rechazo de calor, que generalmente es la temperatura promedio de la atmosfera cuyo valor es  $25^\circ\text{C}$ . (Cengel & Boles, 2015)

El rendimiento de las maquinas térmicas reales y las maquinas térmicas reversibles se pueden comparar, siempre y cuando operen dentro de los mismos límites de temperatura. Dependiendo de cuál sea el caso se obtienen las siguientes conclusiones.

$$\eta_{ter} \begin{cases} < \eta_{ter,rev} & \text{máquina térmica irreversible} \\ = \eta_{ter,rev} & \text{máquina térmica reversible} \\ > \eta_{ter,rev} & \text{máquina térmica imposible} \end{cases}$$

Como afirman Cengel y Boles (2015), la energía tiene calidad así como cantidad, ya que un mayor porcentaje de la energía térmica de alta temperatura se puede convertir en trabajo. Por tanto, mientras más alta sea la temperatura, la calidad de la energía es mayor. Por ejemplo, se pueden almacenar grandes cantidades de energía solar en grandes cuerpos de agua llamados estanques solares que por lo general se encuentran a una temperatura de 350 K. La energía almacenada se puede utilizar para generar energía eléctrica mediante una maquina térmica, no obstante las centrales eléctricas que funcionan mediante estanques solares tienen una eficiencia muy baja, generalmente menor que 5 por ciento. Los altos costos de construcción y mantenimiento de estas centrales hacen que no sean competitivas a pesar de tener un suministro de energía gratuito.

En la Figura 3 se tiene un esquema de una maquina térmica de Carnot que recibe calor de una fuente a temperatura  $T_H$  y rechaza el resto a un sumidero a temperatura  $T_L = 303$  K. Se examina como varia la eficiencia térmica en función de la temperatura de la fuente  $T_H$ , manteniendo constante la temperatura del sumidero. Cuando se suministra calor a la maquina a 700 K se tiene una eficiencia de 56.7%, en otro caso cuando se suministra calor a 925 K se obtiene una eficiencia de 67.2%. Es evidente entonces que cuando la temperatura de la fuente es mayor la eficiencia térmica aumenta. (Cengel & Boles, 2015)

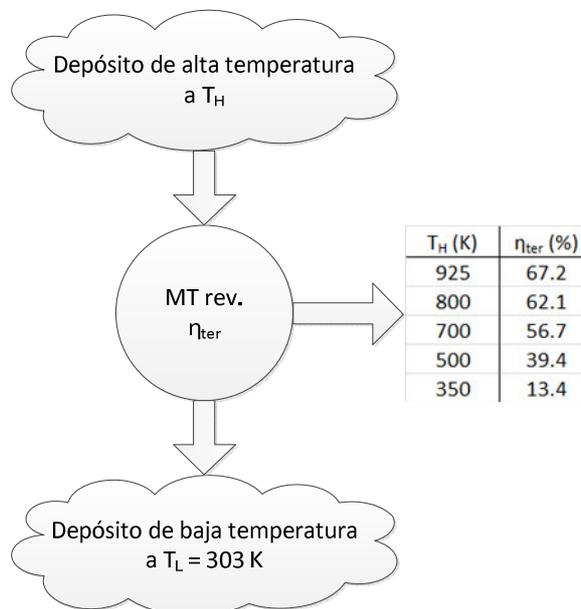


Figura 3: Variación de la eficiencia en función de la temperatura de la fuente  
Fuente: Adaptado de Cengel, Y., Boles, M. (2015) Termodinámica (p. 303)

### 2.1.4 Eficiencia en la conversión de energía

Eficiencia es la capacidad de lograr un objetivo utilizando el mínimo de recursos, según Cengel y Boles (2015) en termodinámica indica que tan bien se realiza un proceso de conversión de energía. La eficiencia se expresa en términos de la salida deseada y la entrada requerida.

$$Eficiencia = \frac{Salida\ deseada}{Entrada\ requerida}$$

Para un proceso de combustión la eficiencia de un equipo como una cámara de combustión se basa en el poder calorífico del combustible y el rendimiento del equipo de combustión se define como:

$$\eta_{combustión} = \frac{Q}{HV}$$

Dónde:

$Q$ : Cantidad de calor liberado durante la combustión

$HV$ : Poder calorífico del combustible

Según Cengel y Boles (2015), una eficiencia de combustión del 100% nos dice que el combustible se quema por completo y los gases residuales salen de la cámara a temperatura ambiente.

En el caso de las centrales termoeléctricas la energía térmica que libera el combustible se convierte en energía mecánica generalmente como trabajo de flecha en una turbina, luego la energía mecánica se convierte en energía eléctrica en el generador. Entonces para las centrales termoeléctricas se puede definir una eficiencia global como:

$$\eta_{global} = \frac{W_{neto,eléctrico}}{HHV \times m_{neto}}$$

Dónde:

$W_{neto,eléctrico}$ : Salida de potencia eléctrica

$HHV$ : Poder calorífico superior del combustible

$m_{neto}$  : Tasa de entrada del combustible

Las eficiencias globales están en los siguientes rangos:

- Para motores de automóviles de gasolina entre 26% y 30%.
- Para motores de diesel entre 34% y 40%.
- Para las grandes centrales eléctricas entre 40% y 60%.

Otro caso de conversión de energía se da cuando se extrae energía mecánica de un fluido como vapor de agua o aire mediante una turbina y se produce potencia mecánica mediante un eje rotatorio, se define la eficiencia de la turbina como:

$$\eta_{turbina} = \frac{W_{flecha,salida}}{|\Delta E_{mecánica,fluido}|}$$

Dónde:

$W_{flecha,salida}$  : Salida de energía mecánica

$|\Delta E_{mecánica,fluido}|$  : Disminución de energía mecánica del fluido

Un generador es un dispositivo que mediante la ley de inducción electromagnética genera una corriente inducida al convertir la potencia mecánica que recibe del eje rotatorio en potencia eléctrica, su eficiencia se define como:

$$\eta_{generador} = \frac{W_{eléctrica,salida}}{W_{flecha,entrada}}$$

Generalmente una turbina trabaja junto con un generador, entonces es de interés hallar la eficiencia combinada turbina-generador:

$$\eta_{turbina-generador} = \eta_{turbina}\eta_{generador} = \frac{W_{eléctrica,salida}}{|\Delta E_{mecánica,fluido}|}$$

## 2.2 Máquinas y ciclos termodinámicos

### 2.2.1 Suposiciones de aire estándar

Las máquinas de combustión interna como los motores de encendido por chispa, los motores diesel y las turbinas de gas convencionales tienen por característica que el fluido de trabajo no cumple un ciclo termodinámico completo ya que es lanzado como gases de escape producto de la combustión fuera de la máquina. Los ciclos de potencia reales son muy complejos para analizarlos, para ello se utilizan aproximaciones que se conocen como suposiciones de aire estándar: el primer supuesto es que el fluido de trabajo es aire (78% N<sub>2</sub> y 21% O<sub>2</sub>) que circula en un circuito cerrado y se comporta como un gas ideal, los procesos que componen el ciclo son internamente reversibles, el proceso de combustión interna es reemplazado por un proceso de adición de calor desde una fuente externa y el proceso de gases de escape es sustituido por uno de rechazo de calor. (Cengel & Boles, 2015)

### 2.2.2 Máquinas reciprocantes

Según Cengel y Boles (2015), una máquina reciprocante es un dispositivo cilindro-embolo, este tiene muchas aplicaciones para la generación de potencia en vehículos, barcos y generadores de energía eléctrica como los grupos electrógenos por ejemplo. Los componentes de la máquina reciprocante se muestran en la Figura 4.

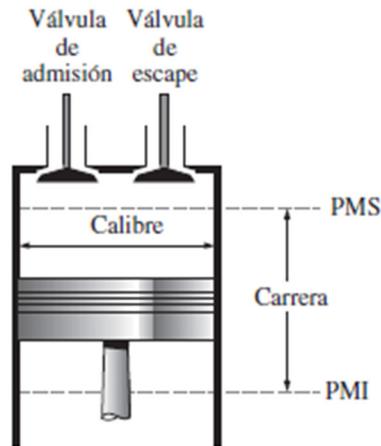


Figura 4: Partes de una maquina reciprocante

Fuente: Cengel, Y., Boles, M. (2015) Termodinámica (p. 493)

El embolo que se encuentra dentro del cilindro se mueve en un rango que se le conoce como carrera y está definido por el punto muerto superior (PMS), esta es la posición del embolo en la cual se forma el volumen mínimo del cilindro y el punto muerto inferior (PMI), en esta posición se forma el volumen máximo del cilindro. La mezcla de aire-combustible ingresa al cilindro por la válvula de admisión y los gases residuales de la combustión se liberan por la válvula de escape.

La relación entre el volumen máximo que se forma en el cilindro y el volumen mínimo se conoce como relación de compresión y es muy importante en el diseño de motores de combustión interna.

$$r = \frac{V_{PMI}}{V_{PMS}}$$

### 2.2.3 Ciclo Diesel: Máquinas de encendido por compresión

El Ciclo Diesel es un ciclo ideal propuesto por el ingeniero alemán Rudolph Diesel a finales del siglo XIX y está diseñado para máquinas reciprocantes. A diferencia de los motores de encendido por chispa donde la mezcla de aire-combustible se enciende con la chispa de una bujía, en los motores diesel el aire es comprimido hasta una

temperatura superior a la temperatura de autoencendido del combustible y la combustión se inicia cuando el combustible se inyecta en el cilindro con el aire caliente.

Los motores diesel pueden trabajar a relaciones de compresión mucho más altas a diferencia de los motores de encendido por chispa, ya que en la carrera de compresión solo se comprime aire y no hay riesgo que el combustible se encienda antes. Otra ventaja es que puede utilizar combustibles menos refinados y por consiguiente menos costosos ya que no tiene el problema del autoencendido.

La mayor eficiencia y los menores costos de combustible de los motores diesel los convierte en una buena opción cuando se requieren grandes cantidades de potencia como motores de barcos y generadores eléctricos de emergencia como los grupos electrógenos. (Cengel & Boles, 2015)

#### 2.2.4 Ciclo Brayton: Motores de turbina a gas

Cengel y Boles (2015) indican que el Ciclo Brayton fue propuesto por el ingeniero americano George Brayton en 1870 en su diseño de una maquina reciprocante que quemaba aceite.

El proceso de un ciclo real de gas es el siguiente: se introduce aire seco dentro de un compresor donde la presión y la temperatura se elevan, el aire de alta presión entra a la cámara de combustión donde se quema el combustible a presión constante, los gases de escape de alta temperatura entran a una turbina donde se expanden hasta a la presión de 1atm produciendo potencia. Los gases que salen de la turbina se expulsan fuera del sistema por lo que este ciclo se considera como un ciclo abierto (ver Figura 5).

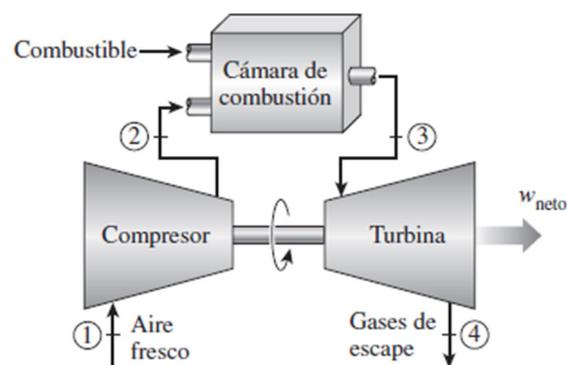


Figura 5: Motor turbina de gas de ciclo abierto  
Fuente: Cengel, Y., Boles, M. (2015) Termodinámica (p. 509)

El ciclo ideal de gas se modela como un ciclo cerrado tomando en cuenta las suposiciones de aire estándar, el proceso de combustión se reemplaza por uno de

adición de calor a presión constante y el proceso de escape de los gases se sustituye por uno de rechazo de calor a presión constante hacia la atmosfera (ver Figura 6).

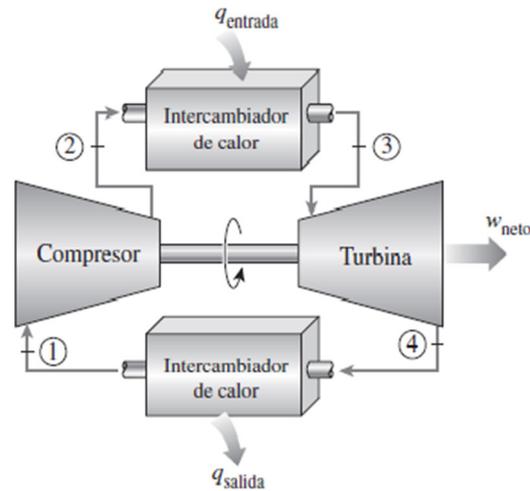


Figura 6: Motor turbina de gas de ciclo cerrado  
Fuente: Cengel, Y., Boles, M. (2015) Termodinámica (p. 509)

La eficiencia térmica de una máquina que trabaja en un ciclo de Brayton ideal depende de la relación de presión de la turbina de gas. En muchos diseños de turbinas de gas la relación de presión está en el rango de 11 a 16.

El aire que se utiliza en las turbinas de gas cumple las funciones de suministrar el oxígeno necesario para que se realice la combustión y sirve como un refrigerante al mantener los componentes dentro de los límites de temperatura seguros.

Las turbinas de gas tienen un amplio uso para la generación eléctrica como unidades independientes o en conjunto con turbinas de vapor en los ciclos combinados de generación de potencia.

### 2.2.5 Sistema de Cogeneración

Según Cengel y Boles (2015), las máquinas térmicas expuestas hasta el momento convierten parte del calor que reciben como energía del fluido de trabajo y el resto lo liberan hacia la atmosfera como calor de desecho ya que su calidad es muy baja para darle un uso en la práctica. Sin embargo muchos procesos industriales que se dan en las industrias de papel, refinación de petróleo, fabricación de acero, industrias alimentarias y textiles requieren energía como calor de proceso. Estas industrias que por lo general utilizan grandes cantidades de calor para sus procesos a su vez consumen una gran cantidad de energía eléctrica, en este escenario se ha diseñado un

sistema que produce energía eléctrica y al mismo tiempo energía térmica para algunos procesos industriales.

Entonces se define la Cogeneración como la producción de más de una forma útil de energía a partir de la misma fuente energética.

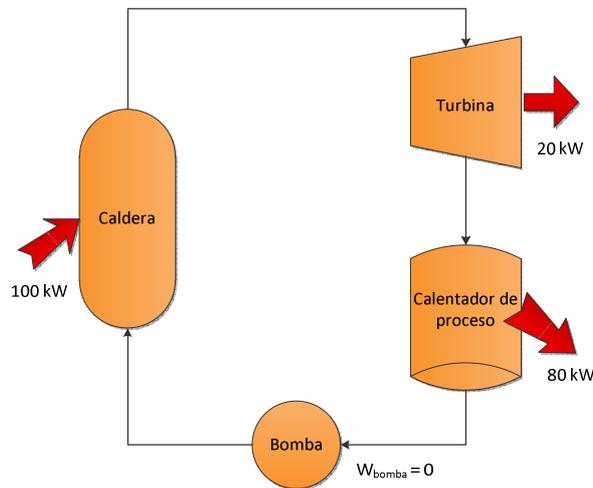


Figura 7: Sistema de cogeneración ideal  
Elaboración propia

En la Figura 7 se observa un modelo ideal de un Sistema de cogeneración donde se tiene una entrada de calor en la caldera de 100 kW, el fluido de trabajo se expande en la turbina donde genera una potencia eléctrica de 20 kW adicionalmente se utilizan 80 kW como calor de proceso. El trabajo de la bomba es ignorado por ser muy pequeño. Lo que se debe resaltar de este modelo ideal de cogeneración es la ausencia de un condensador, por lo que la energía que antes se desechaba a la atmosfera ahora se utiliza como calor de proceso. (Cengel & Boles, 2015)

En un sistema de cogeneración se define un factor de utilización  $e_u$  como:

$$e_u = \frac{W_{neto} + Q_p}{Q_{entrada}}$$

Dónde:

$W_{neto}$  = Salida de trabajo neto

$Q_p$  = Calor de proceso entregado

$Q_{entrada}$  = Entrada total de calor

En la planta de cogeneración ideal el factor de utilización es de 100%, en los sistemas de cogeneración reales hay pérdidas de energía indeseables que se da en las tuberías

y otros componentes. En la práctica de la cogeneración de electricidad y calor en procesos reales se puede alcanzar factores de utilización de hasta 85%.

### Beneficios de la cogeneración

Como afirma la Fundación de la energía de la comunidad de Madrid (2010), la Cogeneración tiene los siguientes beneficios:

- Cambio climático: la cogeneración ahorra energía primaria. En el Perú supone menor importación de combustible para las plantas que utilizan diesel o GLP y menor consumo de gas natural para las industrias que ya cuentan con conexión a GN. Consecuentemente hay una disminución de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Seguridad de suministro: la cogeneración a diferencia de las tecnologías renovables, adicionalmente a la producción de energía, aporta también seguridad de suministro. Esta tecnología ofrece garantía de potencia gestionable de ser requerida por el operador del sistema.
- Incrementa la competitividad de la industria: por la reducción de los costos de producción, al dejar de comprar energía eléctrica al distribuidor de electricidad y tener procesos de alta eficiencia energética para producir calor y electricidad.
- Mejora de la intensidad energética: el uso de cogeneración es una gran oportunidad para mejorar la intensidad energética de nuestra economía por su alta eficiencia. Esta tecnología es la producción simultánea de calor y electricidad cerca de los puntos de consumo. Por lo tanto es un sistema que aprovecha la energía primaria de un modo sustancialmente más eficiente que las tecnologías de producción separadas.

## 2.2.6 Ciclos de potencia combinados

Según Cengel y Boles (2015), un sistema de ciclo combinado produce energía eléctrica mediante dos ciclos diferentes un ciclo con una turbina de gas y otro ciclo con una turbina de vapor. Este sistema combinado es más eficiente que cualquiera de los ciclos independientes. La temperatura máxima del fluido de trabajo en la entrada de la turbina de un ciclo de gas es mayor a  $1425^{\circ}\text{C}$  a diferencia de la temperatura de entrada a la turbina de un ciclo de vapor que aproximadamente es de  $620^{\circ}\text{C}$ . En la búsqueda de lograr eficiencias térmicas más altas, es beneficioso aprovechar las características del ciclo de turbina de gas y utilizar los gases de escape de alta temperatura como fuente de energía en un ciclo que opere un intervalo de temperaturas menores como es el ciclo de vapor.

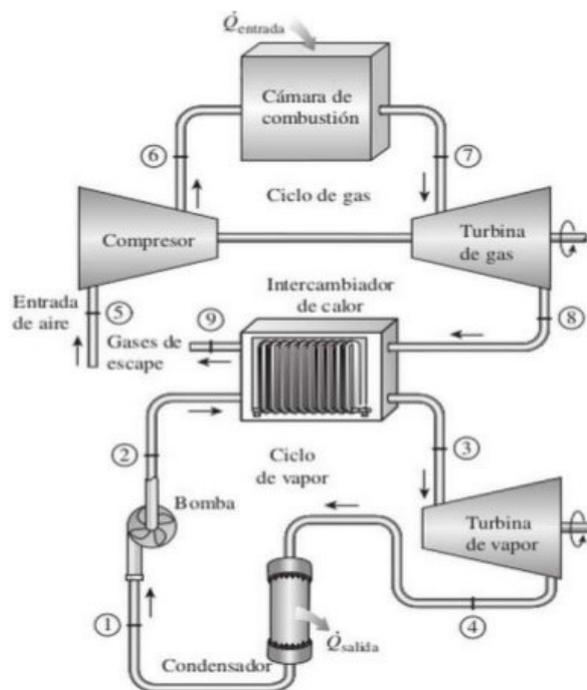


Figura 8: Ciclo de potencia combinado de gas y vapor  
Fuente: Cengel, Y., Boles, M. (2015) Termodinámica (p. 588)

De la Figura 8 podemos describir.

### a) Ciclo de gas

Como afirman Cengel y Boles (2015), los procesos que sigue un ciclo de gas son:

- El combustible se adecua a las necesidades específicas de presión y temperatura para el correcto funcionamiento de la turbina de gas.
- Luego el combustible entra a la cámara de combustión donde se combustiona junto a aire comprimido.
- Los gases producto de la combustión se expanden a través del cuerpo de la turbina, esto hace que gire por lo general a 3000 rpm.
- La energía mecánica de la rotación del eje de la turbina es transformada en energía eléctrica en el generador mediante inducción electromagnética.

## **b) Ciclo de vapor**

Según Cengel y Boles (2015), los procesos que sigue un ciclo de vapor son:

- Los gases residuales de la turbina de gas son transportados a la caldera de recuperación de calor allí ceden calor al agua que será transformada en vapor.
- Este vapor es transportado hacia la turbina de vapor.
- El vapor se expande moviendo el eje de la turbina de vapor, mediante el fenómeno explicado anteriormente se produce una corriente inducida.
- El vapor sale hacia el condensador donde se enfría y vuelve a su estado líquido.
- El vapor condensado se dirige nuevamente a la caldera de recuperación de calor para ser reutilizado y así se cierra el circuito agua-vapor.

## 2.3 Combustibles y reacciones químicas de combustión

### 2.3.1 Combustibles hidrocarburos

Cengel y Boles (2015), indican que un combustible es un material que al quemarse libera energía, la mayoría de combustibles que se usan en el mundo se componen de hidrogeno y carbono y reciben el nombre de hidrocarburos cuya fórmula general es  $C_nH_m$ . Por lo general estos tipos de combustibles se obtienen del petróleo crudo por destilación en las refinerías, según Ortuño (2009) los principales productos derivados del petróleo son:

- El gas licuado de petróleo o GLP, corresponden a los gases propano  $C_3H_8$  y butano  $C_4H_{10}$ , en Perú se comercializa para uso doméstico e industrial.
- Las gasolinas, se trata como octano  $C_8H_{18}$  y comprenden una variedad de productos que usan los motores de combustión interna del sector vehicular.
- Los querosenos se utilizan como combustible en las turbinas de reacción de los aviones.
- Los gasóleos  $C_{12}H_{26}$  conocido en el mercado como diesel se utiliza como energético para uso industrial o para motores de vehículos pesados y trenes.

### 2.3.2 Gas natural y su composición

Como afirman Tamayo, Salvador, Vásquez y García (2014), el gas natural es un combustible hidrocarburo gaseoso, se encuentra en yacimientos fósiles como gas natural asociado cuando está acompañado de petróleo y como gas natural no asociado cuando no está acompañado de petróleo. El gas natural en su mayor parte está compuesto de metano ( $CH_4$ ), otros componentes son el etano, el propano, el butano y otros componentes más pesados como el pentano, el hexano, el heptano y el octano (ver Tabla 1). El gas natural a diferencia del petróleo no requiere de plantas refinadoras para procesarlo y obtener productos que sean comerciables.

Este recurso es una de las fuentes de energía más limpias del medio ambiente, ya que es la que contiene menos dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y emite menos emisiones a la atmósfera. Es además una fuente de energía económica y eficaz.

Según Tamayo et al. (2014), el GN se puede utilizar de dos maneras: como fuente de energía (energético) y como materia prima en la industria petroquímica (no energético).

- Como recurso energético: se usa como combustible en la generación de energía térmica para procesos de fundición, secado, tratamientos térmicos, generación de vapor, generación eléctrica, cogeneración, etc.

- Como recurso No energético: se utiliza en la industria petroquímica ya que el metano y el etano del gas natural son la fuente para la producción de metanol, amoníaco, acetileno, ácido cianhídrico, etc y en la industria de fertilizantes para la producción de urea y amoníaco.

Componente	Nomenclatura	Composición (%)
Metano	CH <sub>4</sub>	83.39%
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	9.49%
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3.39%
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1.34%
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.58%
Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.28%
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0.51%
Otros	-	1.02%

Tabla 1: Composición del gas natural de Camisea

Fuente: Adaptado de Gómez (2009). Operación de plantas de procesamiento de gas natural

Según Ramírez (2005) y Gómez (2009), el gas natural que se extrae de los yacimientos de Camisea tiene las siguientes propiedades, siendo la más importante su poder calorífico, el cual es la cantidad de energía producida durante la combustión de una unidad de volumen de gas. El poder calorífico se mide en unidades de energía BTU (British Thermal Unit).

- Poder calorífico del gas seco: 1077 BTU/pie<sup>3</sup>
- Temperatura de licuefacción: -160°C
- La reducción de volumen al pasar de gas a líquido es: 600 a 1

### 2.3.3 Gas natural para las industrias

Como afirma el Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Hidrocarburos (2009), el gas natural es un combustible ideal para los procesos de transformación en la industria del cemento, de la cerámica y en la fabricación del vidrio. También se puede aprovechar como un reductor siderúrgico reemplazando al coque en la fabricación del hierro esponja. Dentro de las industrias en las que se puede hacer uso del gas natural tenemos:

- Industria cerámica: el provecho que se puede obtener de gas natural en esta industria está determinado por el tipo de producto que se quiera tratar y el equipo que se utilice. Para las fabricaciones de azulejos, porcelanas o refractarios, su uso trae como

consecuencias un importante aumento en la producción, mejora en la calidad de los productos y una reducción en los costos. Se obtienen productos de mayor calidad ya que el gas natural reduce la formación de manchas y decoloraciones en los artículos durante los procesos de cocción y secado.

- Industria del vidrio: las ventajas del gas natural en esta industria se deben a sus propiedades físico químicas, que han hecho posible la construcción de quemadores que permiten obtener una llama con una luminosidad y radiación necesarias para conseguir una óptima transmisión de la energía térmica en la masa del vidrio. También es relevante mencionar que con el uso del gas natural el producto final sale limpio.

- Industria metalúrgica: el gas natural tiene un vasto número de aplicaciones en esta industria, sus propiedades lo hacen ideal para todos los procesos de calentamiento de metales, tanto en los procesos de fusión como en tratamientos térmicos.

- Industria textil: en este sector se aprovecha como combustible en las calderas y en diversos procesos específicos como: acción directa de la llama (chamuscado de hilos, chamuscado de tejidos), calentamiento por contacto (abrasado, calandrado), calentamiento por radiación (presecado, polimerización) y calentamiento directo por convección en secadores.

- Industria química: este sector es uno de los campos más amplios de la utilización del gas natural. Como fuente de energía tanto en la producción de vapor como para el calentamiento de las unidades de cracking permite una perfecta regulación de la temperatura. El metano y el etano constituyen la materia prima en los procesos de la petroquímica, se utilizan en la producción de productos intermedios como hidrogeno, metanol, amoniaco, acetileno, ácido cianhídrico, etc. A partir de estos productos se pueden obtener una amplia gama de productos comerciales.

#### **2.3.4 Reacción química de combustión**

Según Cengel y Boles (2015), la combustión es la reacción química en la cual se oxida un combustible y se libera una gran cantidad de energía. En la mayoría de procesos de combustión el oxidante que se utiliza es el aire, las razones son porque se consigue fácilmente y es gratuito.

El aire seco está compuesto por 20.9% de oxígeno, 78.1% de nitrógeno, 0.9% de argón y otros gases como helio, neón e hidrogeno. En los procesos de combustión el argón se considera como nitrógeno y los otros gases no se consideran, consecuentemente el aire

seco se modela como 21% de oxígeno y 79% de nitrógeno. Expresado en moles tenemos:



Para que se inicie la combustión el combustible además de tener contacto con el oxígeno debe quemarse por encima de su temperatura de ignición. Algunas temperaturas de ignición son: 260°C para la gasolina, 400 °C para el carbón y 630°C para el metano. Adicionalmente la proporción de combustible y aire debe estar en un nivel adecuado. Para análisis de procesos de combustión una indicador que se utiliza con frecuencia es la relación aire-combustible AC y se define como la relación entre la masa del aire y la masa del combustible en un proceso de combustión. (Cengel & Boles, 2015)

$$AC = \frac{m_{aire}}{m_{combustible}}$$

### 2.3.5 Poder calorífico

Como afirman Cengel y Boles (2015), el Poder calorífico de un combustible es la cantidad de calor que se libera cuando una unidad de combustible se quema por completo y los gases residuales salen de la cámara de combustión a temperatura ambiente, su unidad es KJ/Kg (ver Tabla 2).

#### a) Poder calorífico superior

PCS o HHV por sus siglas en inglés higher heating value, esto se da cuando el H<sub>2</sub>O de los productos de la combustión se condensa por completo. Las eficiencias para el diseño de los hornos se basan en poderes caloríficos superiores.

#### b) Poder calorífico inferior

PCI o LHV por sus siglas en inglés lower heating value, este valor corresponde a cuando el H<sub>2</sub>O de los productos de la combustión sale en forma de vapor. Regularmente en los motores de automóviles y las turbinas de reacción de los aviones el agua sale en forma de vapor en los gases de escape por lo que las eficiencias de diseño se basan en los poderes caloríficos inferiores.

Combustible (fase)	Formula	Poder calorífico superior (KJ/Kg)	Poder calorífico inferior (KJ/Kg)
Metano (g)	CH <sub>4</sub>	55,530	50,050
Etano (g)	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	51,900	47,520
Propano (l)	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	50,330	46,340
Butano (l)	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	49,150	45,370
Pentano (l)	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	48,570	44,910
Hexano (l)	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	48,310	44,740
Diesel ligero (l)	C <sub>n</sub> H <sub>1.8n</sub>	46,100	43,200
Diesel pesado (l)	C <sub>n</sub> H <sub>1.7n</sub>	45,500	42,800
Gas Natural (g)	C <sub>n</sub> H <sub>3.8n</sub> N <sub>0.1n</sub>	50,000	45,000
Gasolina (l)	C <sub>n</sub> H <sub>1.87n</sub>	47,300	44,000

Tabla 2: Poder calorífico de algunos combustibles

Fuente: Adaptado de Cengel, Y., Boles, M. (2015) Termodinámica (p. 939)

### 2.3.6 Efectos colaterales en la transformación de la energía

Según Cengel y Boles (2015), la transformación de una forma de energía a otra afecta de diversas maneras al medio ambiente es por ello que es importante tomar en cuenta el impacto ambiental.

Los combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas natural han impulsado desde la revolución industrial al desarrollo de las actividades productivas y una mejor calidad de vida pero esto a su vez ha dejado daños colaterales como la aparición del smog, la lluvia acida y el calentamiento global. Según una declaración del ambientalista Al Gore en la COP20: “Recientes investigaciones revelan que cada día producimos 110 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> a nivel mundial”.

### 2.3.7 Gases de efecto invernadero y calentamiento global

Como afirma Ortuño (2009), los gases de efecto invernadero son aquellos gases como el dióxido de carbono CO<sub>2</sub>, el vapor de agua H<sub>2</sub>O, el metano CH<sub>4</sub> y los óxidos de nitrógeno NO<sub>2</sub> que absorben la energía que irradia el sol y mantienen caliente a nuestro planeta. Sin embargo las cantidades excesivas de estos gases perturban el equilibrio al absorber demasiada energía y provocan que la temperatura promedio del planeta se eleve, esto se conoce como calentamiento global.

Resultados de investigación de los principales científicos del mundo acerca del cambio climático concluyeron que en el siglo XX la temperatura se ha elevado aproximadamente 0.5°C y se estima que el siglo XXI se elevara en 2°C. Un aumento de esta magnitud en la temperatura provocara graves daños como inundaciones debido al derretimiento de

los polos en algunas zonas y en otras debido a intensas tormentas y lluvias, pérdida de zonas costeras por el aumento del nivel del mar, muerte de especies animales y vegetales por cambios en su ecosistema, etc. (Cengel & Boles, 2015)

Las graves consecuencias del calentamiento global han llevado a las Naciones Unidas a establecer comités de cambio climático. La reunión Cumbre de la Tierra que se dio en Rio de Janeiro - Brasil en 1992, captó la atención mundial sobre este problema y se firmó un acuerdo para controlar las emisiones de gas suscrito por 162 países. Según Ortuño (2009), en la reunión de Kyoto - Japón en 1997 la mayoría de países industrializados firmaron el Protocolo de Kyoto, que los compromete a reducir entre los años 2008 y 2012 en al menos 5 por ciento menos las emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero que los niveles registrados en 1990. En el 2009, 187 países ratificaron el Protocolo; cabe resaltar que Estados Unidos siendo el principal país productor de gases de invernadero, con más de 5 toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> por persona al año, no ratificó el Protocolo.

Como afirman Cengel y Boles (2015), las emisiones de gases de efecto invernadero se pueden reducir si se pone en práctica lo siguiente:

- Incrementar los esfuerzos de conservación de la energía: al utilizar menos energía sin disminuir la calidad de vida se utilizarán menos recursos fósiles, los cuales son responsables de las emisiones de GEI.
- Mejorar las eficiencias de conversión: utilizando tecnologías que permitan diseñar maquinas térmicas más eficientes, de esta manera se utilizarán menos combustibles para satisfacer la misma demanda energética.
- Incrementar el uso de energía renovable: incentivar el uso de las fuentes renovables como energía solar, eólica, geotérmica, hidráulica o biomasa, ya que estas no emiten gases de efecto invernadero.

## CAPITULO III: SECTOR ENERGÉTICO EN EL MUNDO Y EN EL PERÚ

### 3.1 Situación energética mundial

#### 3.1.1 Reservas de gas natural en el mundo

Según Tamayo et al. (2014), las reservas de GN en el mundo se pueden estimar con un alto grado de confianza mediante el análisis de datos geológicos y de ingeniería. Las reservas pueden ser recuperables comercialmente cuando las condiciones económicas lo permitan. En la Figura 9 se muestra la distribución de reservas probadas de GN en el mundo.

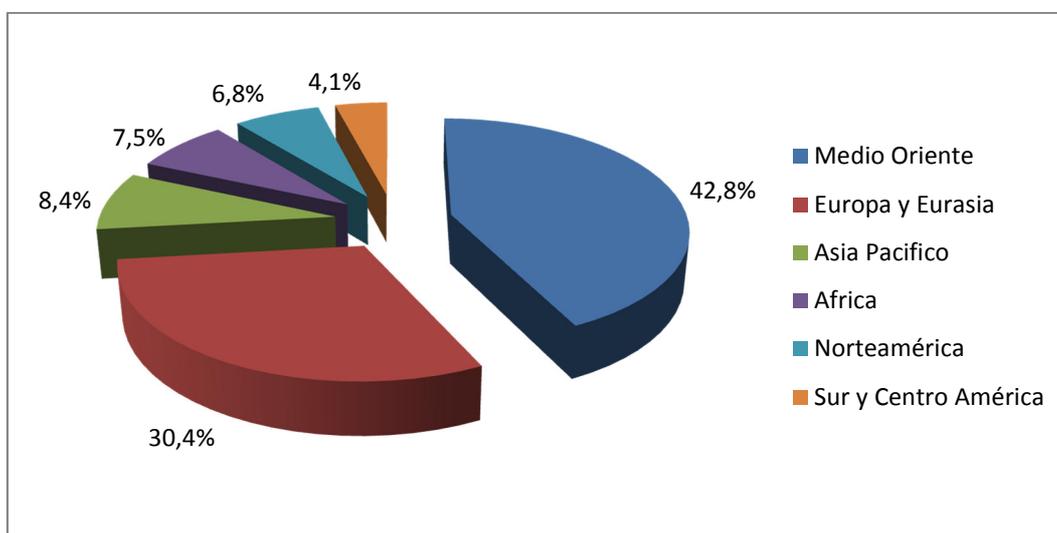


Figura 9: Reservas probadas de gas natural en el planeta 2015  
Fuente: British Petroleum (2016). Statistical Review of World Energy 2016

Como afirma British Petroleum (2016), la mayor parte de las reservas probadas de GN en el planeta se encuentran en el Medio Oriente (42.8%), entre los países con mayor volumen de reservas tenemos a Irán (1,201 TCF), Qatar (866 TCF), Arabia Saudita (294 TCF) y Emiratos Árabes Unidos (215 TCF).

La segunda región con mayor volumen de reservas de este recurso es Europa y Eurasia (30.4%), debido principalmente a las reservas de dos países: Rusia (1,140 TCF) y Turkmenistan (617 TCF). La tercera región con mayor cantidad de reservas es Asia Pacífico (8.4%), en esta zona destacan China (136 TCF), Australia (123 TCF) e Indonesia (100 TCF).

### 3.1.2 Producción de gas natural en el mundo

British Petroleum (2016) indica que la producción mundial de GN en 2015 fue de 3,539 BCM, 2.2% mayor que la producción del año anterior (3,463 BCM). La principal región productora de GN en el planeta es Norteamérica con 28.1% del total, debido al gran volumen de producción de Estados Unidos (767 BCM). El segundo mayor productor de GN a nivel mundial es Europa y Eurasia con 27.8% del total, el principal representante de esta región es Rusia (573 BCM), seguido por Noruega (117 BCM). La tercera región con mayor producción a nivel mundial es Medio Oriente con 17.4% del total, entre los principales países destacan Irán (193 BCM), Qatar (181 BCM) y Arabia Saudita (106 BCM) (ver Figura 10).

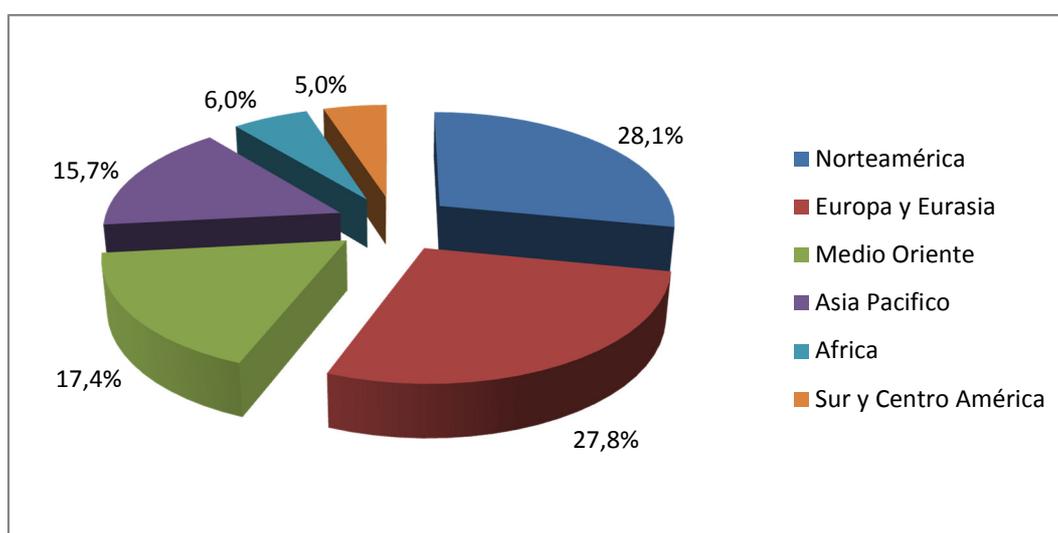


Figura 10: Producción mundial de gas natural 2015  
Fuente: British Petroleum (2016). Statistical Review of World Energy 2016

### 3.1.3 Consumo de gas natural en el mundo

Como afirma British Petroleum (2016), el gas natural representó 23.7% del total del consumo de energía primaria a nivel mundial. En el año 2015, se consumieron 3,469 BCM, 1.7% mayor que el consumo del año anterior (3,410 BCM). La principal región que consume GN en el mundo son Europa y Eurasia con 28.8% del total, debido al gran número de países que lo usan entre los que destaca Rusia (392 BCM). La segunda región con mayor consumo de GN es Norteamérica con 28.1% del total, donde se ubica el principal país consumidor del mundo, Estados Unidos (778 BCM). La tercera región más importante en términos de consumo GN es Asia-Pacífico con 20.1% del total, en esta zona destacan China (197 BCM) y Japón (113 BCM) (ver Figura 11).

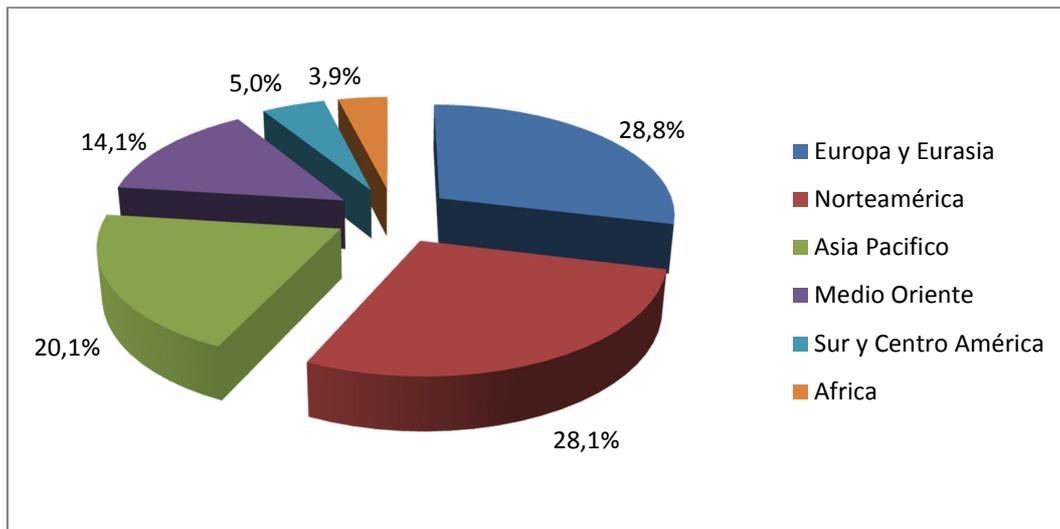


Figura 11: Consumo de gas natural en el mundo 2015  
Fuente: British Petroleum (2016). Statistical Review of World Energy 2016

### 3.1.4 Referentes internacionales del precio del gas y el petróleo

Según la Energy Information Administration (2016), los principales referentes en el precio del gas y petróleo son:

a) Henry Hub: es un centro de distribución de gas natural ubicado al sur del estado de Louisiana en Estados Unidos. En este lugar se conectan 4 ductos de Louisiana y 9 ductos que atraviesan varios estados. Debido a su importancia es un referente del precio internacional del gas natural y se denomina en US\$/MMBTU.

b) West Texas Intermediate (WTI): es un tipo de petróleo ligero y de bajo contenido de azufre que se extrae en los estados de Oklahoma y Texas en Estados Unidos. El precio WTI se cotiza en el New York Mercantile Exchange (NYMEX), es un referente del precio internacional de petróleo y se denomina en US\$/barril.

c) Brent: es un tipo de petróleo de baja densidad y de bajo contenido de azufre que se extrae del Mar del Norte situado entre las costas del Reino Unido y la región de Escandinavia. El precio Brent se cotiza en el mercado de Londres y es un referente del precio internacional del petróleo, se cotiza en US\$/barril.

### 3.1.5 Petróleo y Gas no convencionales

Según YPF (2013), el esquisto es un tipo de roca sedimentaria que contiene petróleo y gas en condiciones distintas a las habituales, por ello se le denomina como no convencional.

Gas de esquisto: también conocido como shale gas es una forma de gas natural que se encuentra almacenada en rocas sedimentarias de grano fino. Los avances tecnológicos como la fracturación hidráulica han permitido que la extracción del shale gas sea económicamente viable. El método de fracturación hidráulica consiste en inyectar grandes volúmenes de agua y químicos a elevada presión por debajo de la tierra con el fin de fracturar las rocas y permitir la liberación del gas. De esta manera se ha logrado la extracción de grandes cantidades de shale gas, sobretodo en Estados Unidos donde esta tecnología los ha beneficiado enormemente. (Tamayo et al., 2014)

El shale oil y el shale gas han generado un cambio de paradigma en la producción mundial de hidrocarburos y en los mercados energéticos mundiales, ya que Estados Unidos, el mayor consumidor mundial de energía, dejara de ser en pocos años importador de petróleo y gas gracias al aumento de su producción proveniente de los recursos no convencionales. (YPF, 2013)

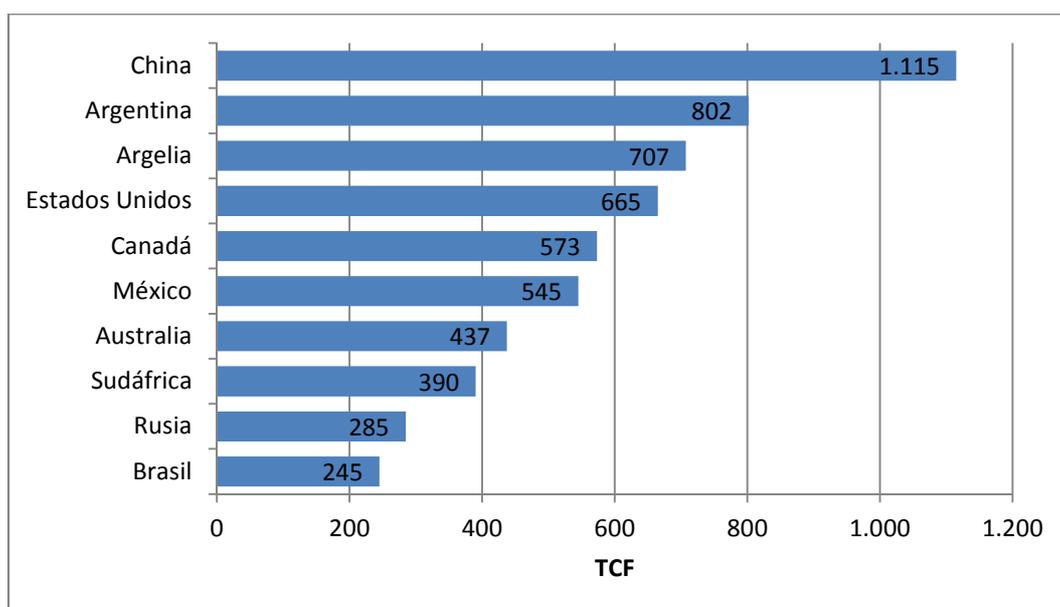


Figura 12: Reservas de shale gas técnicamente recuperables 2013  
Fuente: U.S. Energy Information Administration (2013) Elaboración Propia

Según la Energy Information Administration (2013), los países con mayor cantidad de reservas de shale gas son China, Argentina y Argelia (ver Figura 12). En China se están desarrollando proyectos de exploración de shale gas en conjunto con compañías extranjeras como Shell, Statoil, Hess y BP. En Argentina la empresa YPF está realizando estudios en la formación geológica de Vaca Muerta la cual tiene las ventajas de que los recursos se encuentran a una profundidad alejada de los acuíferos y los yacimientos se encuentran alejados de los centros urbanos.

## **3.2 Situación energética en el Perú**

### **3.2.1 Reservas de Energía Comercial**

Según el Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Eficiencia Energética (2015), las reservas probadas de energía comercial al 31 de diciembre de 2014 fueron aproximadamente de 29'127,803 TJ (Tera joules =  $10^{12}$  joules).

Las reservas probadas de petróleo a finales de 2014 fueron de 3'953,166 TJ siendo mayor las reservas de la zona selva seguida del zócalo y el Noroeste. Respecto al año 2013 se tuvo una reducción de 8%, esto debido a que no se perforaron pozos exploratorios, no se evaluaron nuevos lotes y demoras en los permisos ambientales.

En el caso del Gas natural las reservas probadas a fines de 2014 fueron de 14'319,179 TJ, representan la mayor participación en términos energéticos (49%) y comprenden la zona de Camisea lotes 88, 56, 57 y 58.

Las reservas probadas de Líquidos de Gas natural fueron de 3'848,706 TJ, con relación al año 2013 se tuvo una reducción de 17%. La diferencia se debe a la reestimación de reservas y a la producción del 2014.

Las reservas de Hidroenergía, al ser una fuente renovable se estima considerando la energía media anual a producirse durante 50 años en las centrales hidroeléctricas, en construcción y en proyectos. Estas reservas se estiman en 5'965,666 TJ y está basado en la Evaluación de Potencial Hidroeléctrico Nacional del año 1978, dado que esta la fecha no se ha realizado otro estudio similar.

Las reservas probadas de carbón mineral a diciembre de 2014 fueron de 296,105 TJ. Las regiones de La Libertad, Ancash y Lima son las que poseen las mayores reservas de carbón mineral en todo el Perú. En los últimos años se ha observado menor actividad exploratoria de carbón mineral.

Finalmente, las reservas probadas de Uranio se estiman en 744,981 TJ y están localizadas en la zona nor-occidental del área de distribución de los volcánicos de la formación Quenamari en la región Puno.

El resumen de las reservas probadas de energía al 2014 se muestra en la Tabla 3.

Fuentes	Reservas probadas	Participación
Gas Natural	14,319,179	49%
Hidroenergía	5,965,666	20%
Petróleo	3,953,166	14%
Líquidos de Gas Natural	3,848,706	13%
Uranio	744,981	3%
Carbón Mineral	296,105	1%
TOTAL	29,127,803	100%

Tabla 3: Reservas probadas de Energía comercial 2014 (TJ)

Fuente: MINEM (2015). Balance Nacional de Energía 2014

### 3.2.2 Producción de Energía Comercial

Como afirma el MINEM-DGEE (2015), la producción de energía comercial a fines del año 2014 fue de 971,524 TJ, siendo superior en 4% respecto a la producción del año 2013. La producción de Gas Natural y sus líquidos tuvieron la mayor participación con 74%, seguido del petróleo con una participación del 15%. Para el caso de la producción de hidroenergía esta represento el 10% de la producción total (ver Tabla 4).

Fuentes	Producción	Participación
Gas Natural + LGN	718,972	74%
Petróleo	146,479	15%
Hidroenergía	99,899	10%
Carbón Mineral	6,174	1%
TOTAL	971,524	100%

Tabla 4: Producción de energía comercial 2014 (TJ)

Fuente: MINEM (2015). Balance Nacional de Energía 2014

El principal productor de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural es el Consorcio Camisea conformado por Pluspetrol (27%), Hunt Oil (25%), SK Energy (18%), Otros (30%). El Consorcio Camisea se encarga de la explotación de los lotes 88 y 56, estos lotes representan el 97% de la producción de GN del país. La producción fiscalizada de GN del lote 88 fue de 509 MMPCD en 2013 y la producción fiscalizada de los LGN del mismo lote fue de 64 MBPD; respecto al lote 56 la producción fiscalizada de GN en 2013 fue de 630 MMPCD y la producción fiscalizada de los LGN del lote 56 fue de 39 MBPD. (Tamayo et al., 2014)

Para el caso de la producción de petróleo, el principal productor en el 2014 fue Pluspetrol con 22.5 MBPD provenientes de los lotes 192 y 8 (a la fecha el lote 192 es operado por la empresa Pacific Rubiales), luego se encuentra la empresa Savia operadora de lote Z-2B ubicado en el zócalo norte con 10.7 MBPD, en tercer lugar se ubica el lote X operado por la China National Petroleum Corporation – CNPC con 10.3 MBPD. La producción promedio anual del 2014 fue de 69.3 MBPD.

### 3.2.3 Consumo Final de Energía

Para el año 2014 el consumo final de energía fue de 745,461 TJ (ver Tabla 5), superior en 1% respecto al 2013. Los combustibles líquidos y el GLP tienen la mayor participación del consumo final de energía con 52%, la energía eléctrica representa el 19%, la Leña y el Carbón vegetal el 11%, el Gas distribuido el 10% y otros 7%. (MINEM-DGEE, 2015)

Fuentes	Consumo	Participación
Comb. líquidos y GLP	391,363	52%
Energía eléctrica	142,917	19%
Leña / Carbón vegetal	78,792	11%
Gas Distribuido	77,691	10%
Otros	54,698	7%
TOTAL	745,461	100%

Tabla 5: Consumo final de energía por fuentes 2014 (TJ)  
Fuente: MINEM (2015). Balance Nacional de Energía 2014

Según Tamayo et al. (2015), en los últimos años el Perú ha tenido un cambio en la composición de la demanda de combustibles líquidos, estos se debe al reemplazo del querosene por el Gas licuado de petróleo en el sector residencial, del diesel y petróleo industrial por GN y GLP en el sector industrial y de las gasolinas por GLP y GNV en el sector transporte. En el 2014 la demanda interna de los derivados del petróleo como el diesel, gas licuado de petróleo, gasolina, turbo, petróleo industrial y otros alcanzo los 189 MBPD, de los cuales el diesel y el GLP representaron el 69% del total demandado (ver Figura 13).

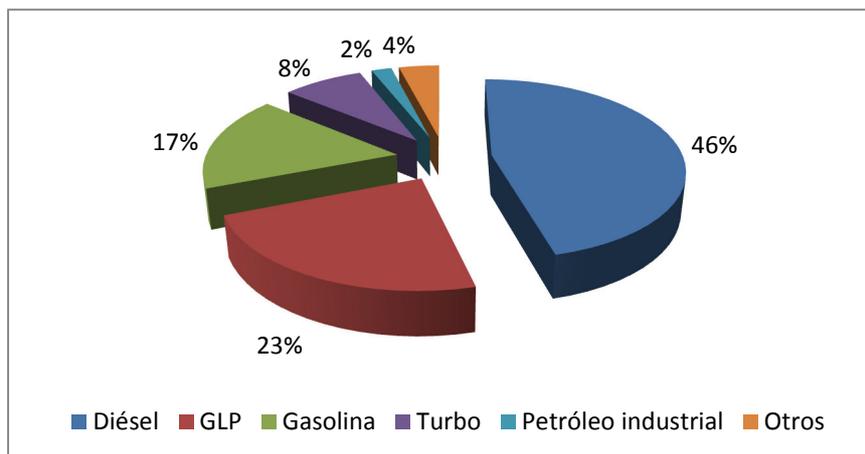


Figura 13: Participación por tipo de combustible

Fuente: Tamayo J. (2015) La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país.

### 3.3 La industria de hidrocarburos líquidos en el Perú

#### 3.3.1 Producción, Importación y exportación de petróleo

Según Perupetro (2016), la producción de petróleo en el Perú ha disminuido año tras año, con un ligero incremento en el año 2014 tuvo una producción promedio de 69.3 MBPD (ver Figura 14). Entre los principales factores de la contracción de la producción están: falta de compromiso del estado a través de Perupetro de implementar políticas que incentiven más inversiones en el sector hidrocarburos, las demoras para obtener los permisos y estudios de impacto ambiental requeridos para las inversiones en exploración y explotación, y los conflictos sociales con las comunidades aledañas a las zonas de explotación.

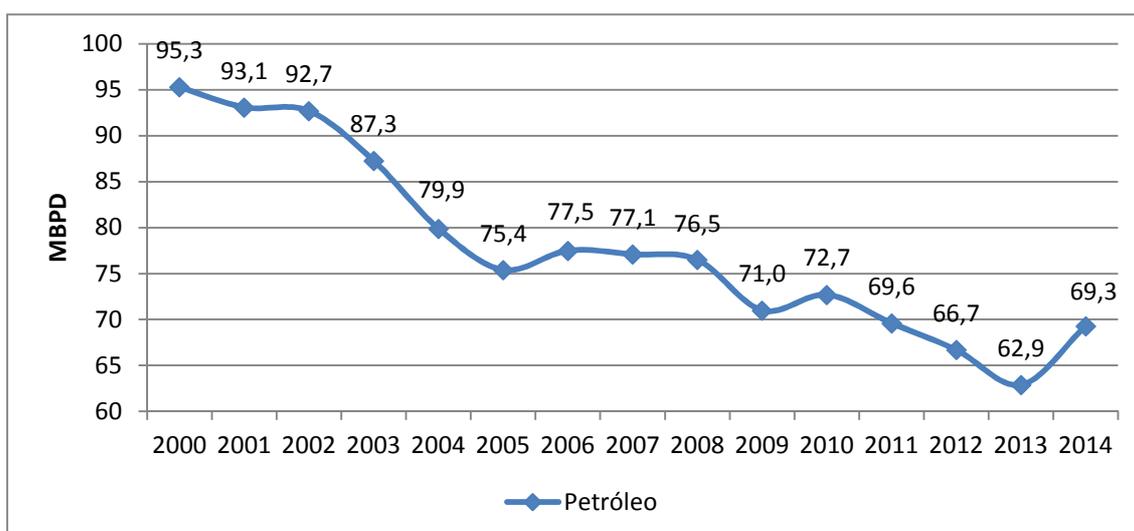


Figura 14: Producción promedio de petróleo en el Perú

Fuente: Perúpetro Estadística Petrolera (2014) Elaboración Propia

Según Tamayo et al. (2015), geográficamente la producción de petróleo en el Perú se divide en tres zonas (ver Figura 15):

- Costa: comprende los lotes de producción de las cuencas Talara y Sechura ubicados en la región Piura. Entre las principales empresas productoras están la CNPC operadora del lote 10, Olympic encargada de lote 13, Sapet operadora de los lotes 6 y 7, y GMP productora de los lotes 1,3 y 4.
- Zócalo: abarca los lotes petroleros ubicados en el zócalo continental de las cuencas Tumbes, Talara y Sechura. Entre los principales operadores están la empresa Savia operadora del lote Z-2B, y BPZ encargada de lote Z-1.
- Selva: comprende los lotes de producción de la cuenca Marañón en la selva. Entre las principales empresas productoras tenemos a Pacific Rubiales operadora de lote 192, Pluspetrol Norte encargada de lote 8 y Perenco que explota el lote 67.

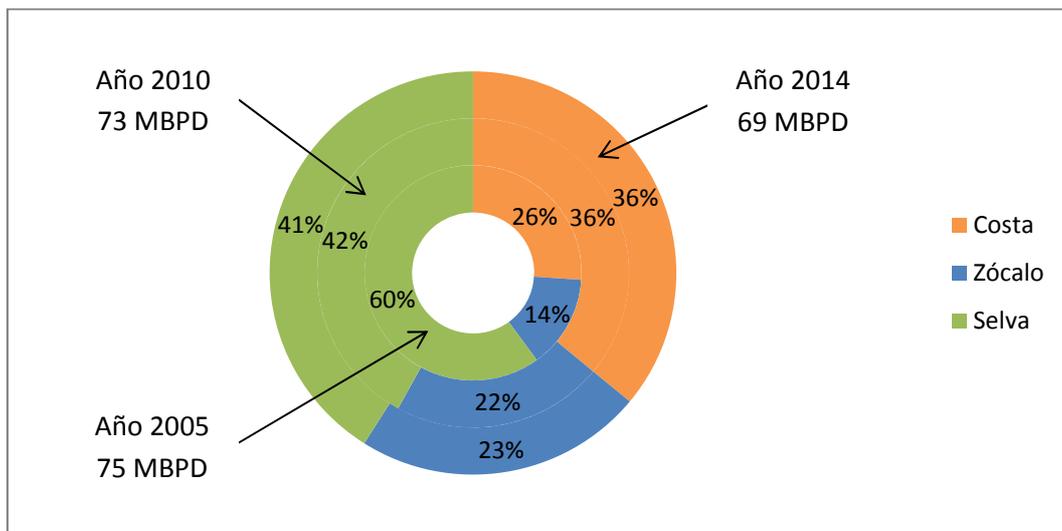


Figura 15: Distribución geográfica de la producción de petróleo

Fuente: Tamayo J. (2015) La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país.

Para satisfacer la demanda interna de los combustibles derivados del petróleo, es necesaria la importación de crudo que en el año 2014 sumaron 82 MBPD. Las importaciones de crudo son realizadas por las empresas Repsol y Petroperú, con una participación de 77% y 23% respectivamente. Las importaciones de petróleo provienen de Ecuador (41 MBPD), Trinidad y Tobago (20 MBPD), Nigeria (16 MBPD) y Colombia (4 MBPD) y Brasil (1 MBPD), (ver Figura 16). Las importaciones también se deben en

parte a que la tecnología de las refinerías no permite procesar los crudos pesados de la zona selva. (Tamayo et al., 2015)

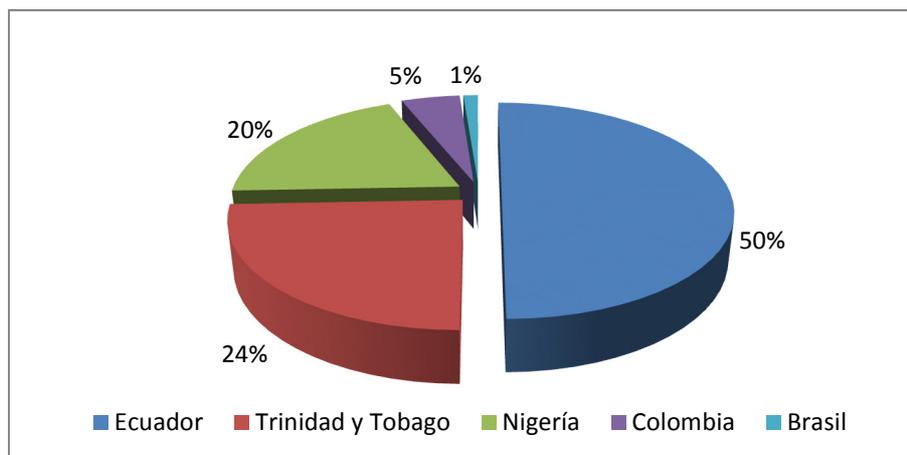


Figura 16: Participación en las importaciones de petróleo 2014

Fuente: Tamayo J. (2015) La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país.

El petróleo que procesan las refinerías se compra con dos o tres meses de anticipación. Después que se trae el petróleo se procesa en las refinerías para obtener los combustibles. Este proceso demora hasta 3 meses, si en ese lapso el precio internacional del petróleo cae, las refinerías trasladan la rebaja a los combustibles con varios meses de retraso para no perder dinero. Si el precio internacional del petróleo suba, caso contrario, traslada el alza rápidamente.

El caso explicado anteriormente es una de las principales razones de porque cuando baja el precio internacional del petróleo, ese efecto no se siente en sus productos derivados en el mercado nacional.

### 3.3.2 Capacidad de refinación y Proyectos de modernización

La demanda de combustibles líquidos derivados del petróleo en el mercado interno y la adecuación de las nuevas especificaciones de combustibles en comparación con la infraestructura instalada de refinación en el país se ha desarrollado de manera desigual durante la última década. Las refinerías del Perú siguen produciendo altos volúmenes de petróleos industriales y Diesel con alto contenido de azufre (hasta 5000 ppm), entre tanto en el mercado interno los petróleos industriales están siendo sustituidos por el GLP y el gas natural, y se comercializa Diesel con menos de 50 ppm de azufre. (Ministerio de Energía y Minas, 2015)

La capacidad total de refinación del Perú al cierre de 2014 fue de 200 MBPD, compuesta por 7 refinерías, 4 operadas por Petroperú y 3 operadas por empresas privadas (ver Tabla 6).

Refinería	Operador	Capacidad (MBPD)
La Pampilla	Repsol	102.0
Talara	Petroperú	65.0
Conchán	Petroperú	15.5
Iquitos	Petroperú	10.5
El Milagro	Petroperú	1.7
Pucallpa	Maple Gas	3.3
Shiviyacu	Pluspetrol	2.0

Tabla 6: Capacidad de refinación a 2014  
Fuente: Plan Energético Nacional 2014-2025

Según Campodónico (2016), en países como Francia, Alemania e Italia existe una gran diferencia entre la producción y el consumo de petróleo sin embargo la capacidad de refinación está a la par del consumo interno. Citando un ejemplo en Corea del Sur solo se producen 48 MBPD y se consumen 2.4 MMBPD, 50 veces más; pero su capacidad de refinación es de 2.9 MMBPD, esto es mayor que su consumo interno. En conclusión la seguridad en el abastecimiento del consumo de energía (que proveen las refinерías) es un concepto estratégico, a continuación se exponen dos proyectos de modernización de refinерías en Perú.

- Modernización de Refinería Talara: este proyecto consiste en la ampliación de su capacidad de refinación de 65 a 95 MBPD y la instalación de nuevas unidades de procesos. Estas mejoras permitirán:
  - Desulfurar combustibles.
  - Procesar crudos más pesados (como los de oriente).
  - Disminuir la producción de residuales.
  - Mejorar el octanaje de las naftas.

Este proyecto está respaldado por la Ley N° 30130 que declara de necesidad pública y de interés nacional, la prioritaria ejecución del Proyecto de Modernización de la Refinería Talara, para asegurar la preservación de la calidad del aire y la salud pública. En mayo de 2014 se firmó el contrato con el

concesionario del proyecto, la empresa Técnicas Reunidas de España. (MINEM, 2015)

- Modernización de Refinería La Pampilla: este proyecto consiste en la construcción de nuevas unidades de procesos que proporcionaran combustibles Diesel con bajo contenido de azufre. De esta forma la refinería se adecuara a la ley N° 28694 que regula el contenido de azufre en el Diesel y establece que queda prohibida la comercialización de Diesel cuyo contenido de azufre se superior a 50 ppm. (MINEM, 2015)

### **3.3.3 Principales combustibles que se utilizan en el Perú**

En el Perú los combustibles líquidos y el GLP representan el 52% del consumo final de energía, entre los principales combustibles que se utilizan en el mercado interno tenemos:

- Diesel: es un combustible compuesto de destilados obtenidos en los procesos de refinación de petróleo, el punto de ebullición y el peso específico de los combustibles diesel son más altos que para la gasolina. El Diesel se utiliza para trabajos que requieren grandes cantidades de potencia como maquinarias pesadas, grupos electrógenos y vehículos de transporte público.

Un problema de este combustible que ha preocupado a muchos países en el mundo es el contenido de azufre que puede tener. En el Perú las refinerías aun procesan Diesel con alto contenido de azufre, la Ley N° 28694 dispuso que desde marzo de 2006 no se podría comercializar diesel con más de 2500 ppm de azufre y que a partir del año 2010 se prohibía la comercialización de diesel con más de 50 ppm de azufre. Es por ello que gran cantidad de este combustible es importado de otros países. (Tamayo et al., 2015)

- Petróleo industrial N° 6: es un combustible de alta viscosidad constituido por una mezcla de hidrocarburos derivados del petróleo en un rango C<sub>12</sub> a C<sub>50</sub>. Punto de inflamación de 60°C y punto de auto ignición de 407 °C. También se le conoce como petróleo residual, ya que es el residuo en la destilación del petróleo. (Petróleos del Perú, 2013)

- Gas Licuado de Petróleo: es un combustible que a condiciones normales de presión y temperatura se encuentra en estado gaseoso. En su estado líquido es más barato almacenarlo y transportarlo ya que su volumen se reduce en 250 veces. Es un gas inodoro e incoloro por lo que según la Norma Técnica Peruana se le debe agregar un agente odorante. El GLP combinado con aire en una proporción menor a 10% en

volumen es inflamable, combustiona rápido y no emite residuos contaminantes. El GLP se consume en los sectores residencial, comercial, industria y transporte. (Tamayo et al., 2015)

### **3.4 La industria de gas natural en el Perú**

#### **3.4.1 Reseña del desarrollo de la industria de gas natural en el Perú**

Según Tamayo et al. (2014), son muchos los involucrados desde el descubrimiento de las reservas de gas en los campos de Camisea hasta la situación actual del proyecto. En la fase de exploración entra a participar la multinacional Shell que descubrió las reservas de gas natural en 1981; el consorcio Camisea liderado por la transnacional Pluspetrol es el encargado de la explotación de los lotes 56 y 88; la española Repsol y la China National Petroleum Company (CNPC) encargadas de explotar el lote 57; la CNPC también es encargada de explorar el lote 58. En la fase de Transporte entra a participar la empresa Transportadora de Gas del Perú, TGP es el responsable de operar el gasoducto y poliducto desde Camisea en Cusco hasta el CityGate en Lurin-Lima. Respecto a la fase de Distribución, para Lima y Callao tenemos a la empresa Calidda y para la región Ica la empresa Contugas. Finalmente para la exportación de LNG se tiene la planta de licuefacción de Melchorita a cargo del consorcio Perú LNG.

#### **3.4.2 Fase de explotación: Los lotes de Camisea y la planta Malvinas**

Lo zona de Camisea incluye cuatro lotes ubicados en la zona sudeste del territorio peruano en la región Cusco, tres se encuentran en explotación y uno en exploración.

- Lote 88: este lote es operado por la empresa Pluspetrol y agrupa dos estructuras de gas y condensados que son San Martín y Cashiri, localizados a unos 20 Km del margen derecho del río Urubamba. Para el cierre del 2013 este lote tuvo una producción de 509 MMPCD de gas natural y 64 MBPD de líquidos de gas natural. (Tamayo et al., 2014)
- Lote 56: este lote también es operado por Pluspetrol y se ubica en la vertiente oriental de la Cordillera de los Andes, en el valle del Bajo Urubamba. Este lote abarca los yacimientos Pagoreni y Mipaya, la producción de este lote está destinada a la exportación de GNL, por lo cual el gas producido en la estructura Pagoreni es llevado a la planta de licuefacción de Pampa Melchorita. Para el cierre del 2013 este lote tuvo una producción de 530 MMPCD de gas natural y 39 MBPD de líquidos de gas natural. (Tamayo et al., 2014)

- Lote 57: este lote es operado por Repsol (54%) y CNPC (46%), se ubica en la vertiente oriental de la Cordillera de los Andes, entre los valles de los ríos Tambo y Urubamba. Desde el 2006 Repsol realizó actividades exploratorias con la perforación de los pozos Kinteroni, Mapi y Mishara. A partir de marzo del 2014 Repsol inicio las operaciones de producción del yacimiento Kinteroni con un producción promedio de 116 MMPCD de gas natural y 8 MBPD de LGN. (Tamayo et al., 2014)
- Lote 58: este lote es operado por la China National Petroleum Company (CNPC) y es adyacente a los lotes 88 y 56, en la zona de Camisea. Hasta el cierre de 2014 se encuentra en exploración y permitirá confirmar nuevas reservas de gas natural. (Tamayo et al., 2014)

La importancia de los lotes de la zona de Camisea radica en que representan el 96% de la producción fiscalizada de gas natural respecto a la producción del país (ver Figura 17).

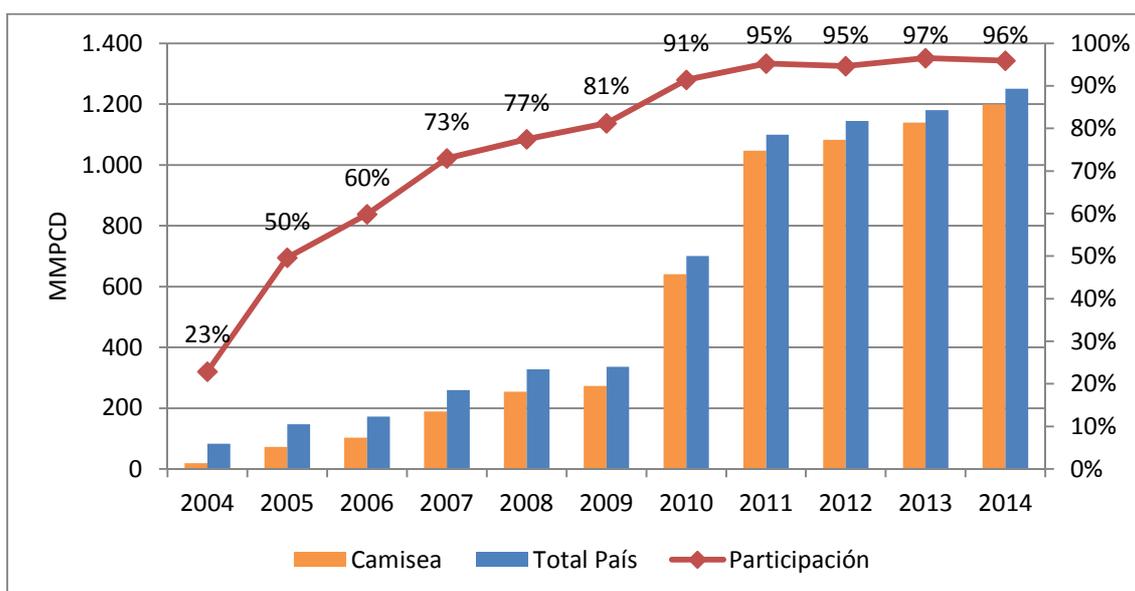


Figura 17: Producción fiscalizada de gas natural 2004 – 2014

Fuente: Adaptado de Tamayo, J. (2014) La industria del gas natural en el Perú. A diez años del proyecto Camisea.

En agosto de 2004 se inauguró la planta de separación de gas de Camisea, Malvinas (Cusco), con una inversión de \$ 600 millones y una capacidad inicial de 450 MMPCD. Para el 2014 la capacidad de procesamiento es de 1160 MMPCD.

De la planta Malvinas se obtienen dos productos:

a) GN seco, está compuesto principalmente por metano  $\text{CH}_4$ , el cual es transportado hacia lima mediante el sistema de transporte de gas natural de la empresa TGP, los excedentes que no son transportados se reinyectan al yacimiento del lote 88.

b) LGN, líquidos de gas natural, son componentes más pesados que el metano que se encuentran junto al gas natural. Este producto es transportado por TGP hasta la planta de fraccionamiento de Pisco.

### **3.4.3 Procesamiento del gas natural**

Según Gómez (2009), los procesos que sigue el gas natural extraído de los yacimientos son los siguientes:

- Acondicionamiento: consiste en un conjunto de procesos donde se extraen los gases ácidos como el ácido sulfhídrico  $\text{H}_2\text{S}$ , el cual es un gas tóxico y disuelto en  $\text{H}_2\text{O}$  es corrosivo al acero; también se extrae el dióxido de carbono  $\text{CO}_2$  para evitar la formación de hielo seco en los procesos criogénicos a los que serán sometidos los flujos de gas. La remoción del  $\text{H}_2\text{O}$  se realiza para evitar el congelamiento en la línea del proceso.
- Separación: el gas entra a la planta de separación donde mediante los procesos de refrigeración simple se obtiene: gas natural seco (metano y etano) que se transporta por gasoductos a los centros de consumo y líquidos de gas natural LGN (propano, butano, pentano y más pesados) que se transporta por poliductos hacia una planta de fraccionamiento.
- Fraccionamiento: es un proceso que consiste en separar los líquidos del gas natural LGN en gas licuado de petróleo GLP y gasolina natural.

El detalle de los procesos para obtener los productos comerciales del gas natural se visualiza en la Figura 18.

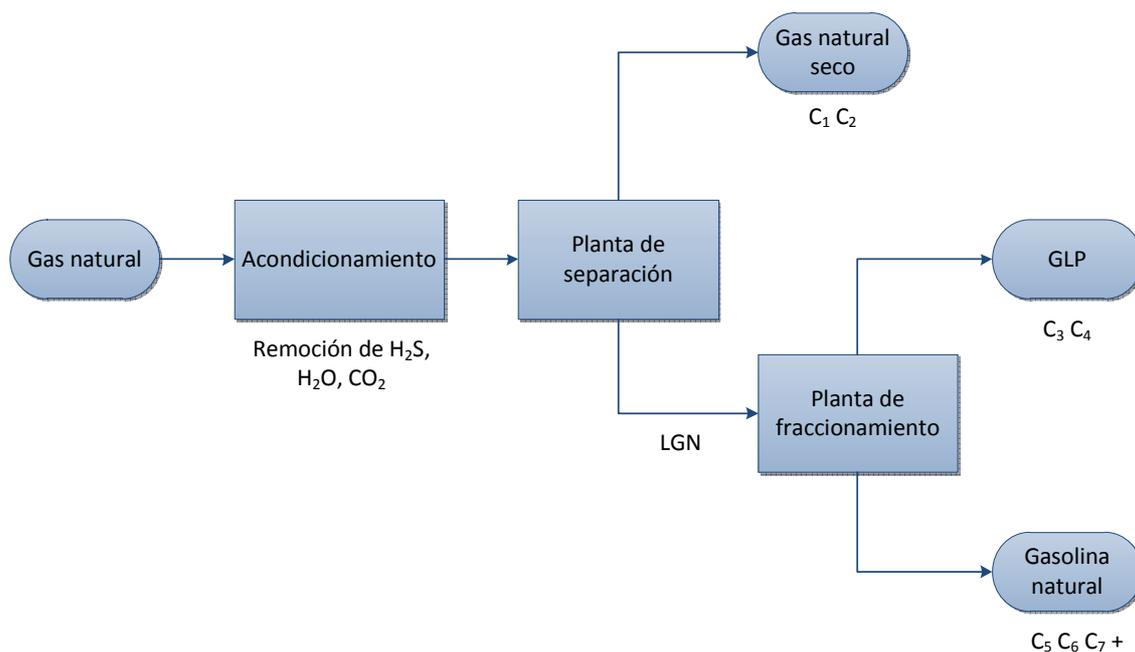


Figura 18: Procesamiento del gas natural

Fuente: Adaptado de Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Hidrocarburos (2012). Ventajas del uso del Gas Natural en la industria.

### 3.4.4 Fase de transporte: El transporte de gas natural y sus líquidos

Como afirman Tamayo et al. (2014), el transporte de GN permite que este recurso llegue de los pozos de extracción hasta los consumidores finales. La forma más usada y conocida de transportar el GN en el mundo es mediante gasoductos ya que pueden unir distancias de hasta 3000 Km aproximadamente, además cuentan con una red de ductos que se conectan al ducto principal para abastecer a centros poblados cercanos a su trayectoria. Otra modalidad alternativa cuando no se cuenta con un sistema de ductos es el transporte de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL) por vía terrestre o marítima.

- Transporte de Gas Natural por gasoductos: esta forma de transporte se realiza a través de ductos desde los lotes de producción hasta un punto que se denomina “City gate”, en este lugar se realiza la reducción de presión, medición y odorización (ya que el GN es inodoro), antes de ser distribuido a los consumidores. El transporte en los gasoductos se realizan a presiones que están en el rango de 20 a 70 bar.
- Transporte de Gas Natural Comprimido: mediante esta forma de transporte se almacena el GN a altas presiones, para que pueda ser transportado en camiones

cisternas a los centros poblados que están lejos de un gasoducto y cuando no es económicamente viable la construcción de otro ducto. El rango de presión a la cual se almacena el gas suele estar entre 200 y 250 bar. (Tamayo et al., 2014)

- Transporte de Gas Natural Licuefactado: según Tamayo et al. (2014), mediante un proceso criogénico se enfría el gas a temperaturas cercanas a menos 162°C, hasta que se condense en estado líquido. El volumen obtenido del GN es 600 veces menor que en su forma gaseosa, esto hace más eficiente su transporte por medio de cisternas. Para realizar el abastecimiento de GNL por vía marítima se necesita la siguiente infraestructura:
  - Plantas de criogenización: donde se realiza el proceso de licuefacción del gas para reducir su volumen.
  - Buques metaneros: los cuales cuentan con tanques especiales para mantener el GNL a la temperatura indicada y garantizar la seguridad en el transporte.
  - Muelles de embarque: estos deben estar diseñados de acuerdo al calado de los buques y contar con sistemas de abastecimiento adecuados.
  - Plantas regasificadoras: para procesar el gas en los puertos de destino.

Según el MINEM (2015), en el Perú el sistema de transporte de GN está constituido por un gasoducto de aproximadamente 729 Km, que inicia en la cuenca del río Malvinas en la región Cusco, atraviesa los Andes y finaliza en Lurín, a unos 35 km al sur de Lima, en el punto de entrega denominado City gate. Respecto al sistema de transporte de LGN este consta de un poliducto de aproximadamente 557 Km, el cual comienza en Malvinas – Cusco y finaliza en la Planta de fraccionamiento de Pisco. También existe un gasoducto operado por Perú LNG que corresponde al proyecto de exportación de GN, este inicia en la localidad de Chinquitirca – Ayacucho y finaliza en la localidad de Melchorita, en la costa sur de la región Lima (Ver Tabla 7).

Tipo	Operador	Capacidad	Origen	Destino	Distancia
LGN	TGP	110 MBPD	Camisea	Pisco	557 Km
Gas seco	TGP	610 MMPCD	Camisea	Lurín	729 Km
Gas seco	Perú LNG	677 MMPCD	Chinquitirca	Pampa Melchorita	408 Km
Gas seco	Aguaytía	55 MMPCD	Aguaytía	CT - Aguaytía	146 Km

Tabla 7: Infraestructura de transporte de GN y LGN en el Perú

Fuente: Adaptado de Ministerio de Energía y Minas (2015) Plan Energético Nacional 2014-2025

### 3.4.5 Fase de distribución: La distribución de gas natural en Lima y Callao

La distribución consiste en el suministro de gas natural a los consumidores a través de una red de ductos. Generalmente inicia en el City gate y termina en la puerta del consumidor. La distribución se realiza a presiones por debajo de los 50 bar (ver Figura 19).

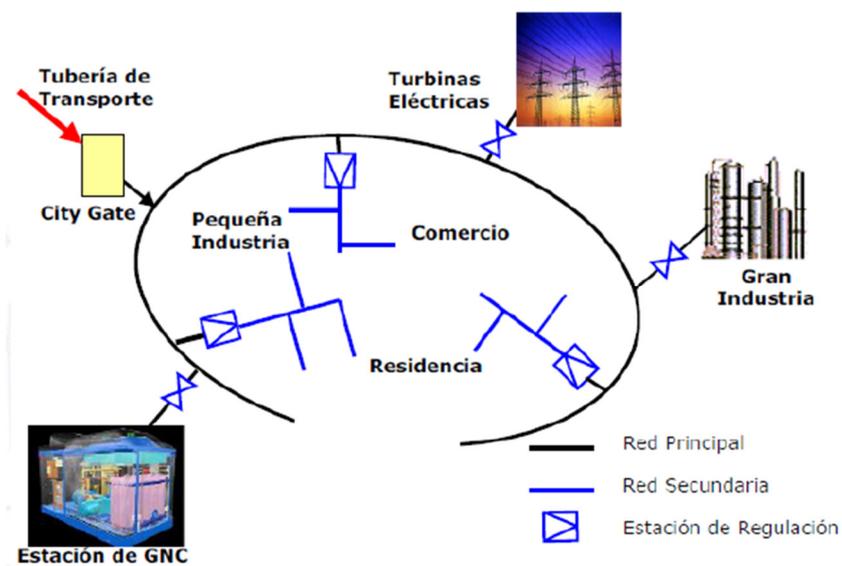


Figura 19: Esquema de distribución del gas natural

Fuente: Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Hidrocarburos (2012).  
Ventajas del uso del Gas Natural en la industria. (p. 6)

Como afirman Tamayo et al. (2014), el consorcio Transportadora de Gas del Perú cedió en mayo del 2002 la posición contractual de la concesión para la distribución de gas natural en Lima y Callao a la compañía franco-belga Tractebel que forma la empresa Calidda. En agosto de 2004 se inauguró el City gate en Lurín empezando así el sistema de distribución de gas natural en Lima y Callao.

Hasta fines de 2014, se tiene 15 distritos de Lima Metropolitana abastecidos por la empresa Calidda: El Agustino, San Miguel, Surco, Jesús María, Magdalena, Pueblo Libre, Cercado de Lima, Los Olivos, San Martín de Porres, San Juan de Miraflores, Villa María del triunfo, San Juan de Lurigancho, Villa El Salvador, Comas y Santa Anita. Se espera que el GN sea distribuido a toda la zona norte de Lima así como a las provincias de Cañete, Imperial, Chancay y Huaral. (Calidda, 2015)

Según Osinergmin – Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (2016), las redes de distribución de Lima y Callao a finales de 2014 sumaron 4,659 Km de longitud, esto es un 37% mayor respecto al 2013. La red de acero corresponde a la red principal que va desde Lurín hasta el distrito de Ventanilla y cuenta con una presión alta. Por otra parte

la red de polietileno corresponde a la red secundaria que conecta la red principal con los usuarios finales, la red secundaria transporta el gas a una presión entre media a baja. En la Figura 20 se observa la evolución de la infraestructura de redes de distribución para la zona de Lima y Callao.

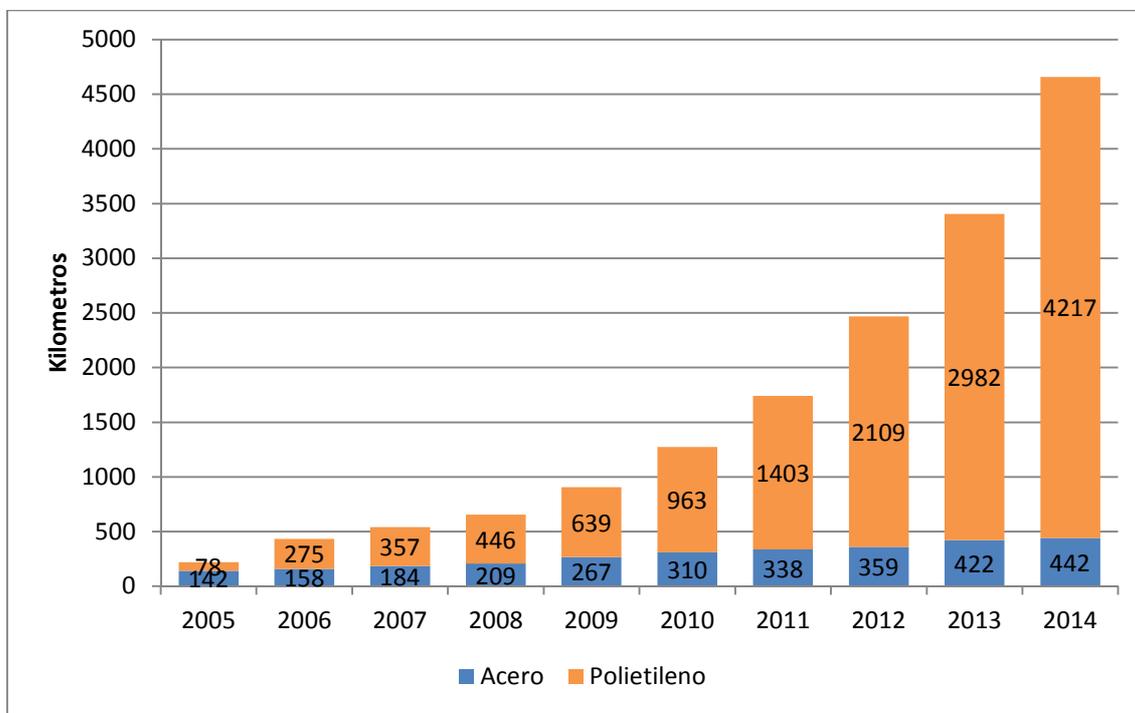


Figura 20: Redes de distribución de GN en Lima y Callao

Fuente: Adaptado de Tamayo, J. (2014) La industria del gas natural en el Perú. A diez años del proyecto Camisea.

Según Calidda (2015), los consumidores de GN se han segmentado en categorías según su nivel de consumo: la categoría A1 y A2 son clientes residenciales, la categoría B clientes comerciales, las categorías C, D y E clientes industriales. También se cuenta con categorías especiales como: GNV para la estaciones de servicio de Gas Natural Vehicular y GE para las empresas Generadoras eléctricas (ver Tabla 8).

Categoría	Descripción
Categorías por rangos de consumo (Sm <sup>3</sup> /mes)	
A1	0 - 30
A2	31-300
B	301 - 17,500
C	17501 - 300,000
D	300,001 - 900,000
E	Mayor de 900,000
Categorías especiales independientes del consumo	
GNV	Estaciones de servicio de GNV
GE	Generadores eléctricos

Tabla 8: Categorías tarifarias Concesión de Lima y El Callao  
Fuente: Calidda, Gas Natural de Lima y Callao S.A. (2015) Reporte de sostenibilidad 2014

### 3.4.6 Estructura del precio de gas natural en Lima y Callao

El precio final del gas natural está compuesto por: el precio de gas natural en boca de pozo, las tarifas por el servicio de transporte y la tarifa única de distribución (ver Figura 21).

- Precio del gas natural en boca de pozo: este precio se encuentra en el contrato de licencia de explotación del lote 88 (Camisea), suscrito entre el Estado peruano y el Consorcio Camisea. El precio inicial que se fijó para el gas natural se estableció en US\$ 1.00 y US\$ 1.80 por MMBTU para los clientes generadores eléctricos y no generadores eléctricos respectivamente.

Para el 2014 debido a las adendas al contrato de licencia de explotación antes expuesto, el precio de gas natural en boca de pozo para los consumidores regulados (no generadores eléctricos) cerro en US\$ 3.3047 por MMBTU. Por otra parte el precio en boca de pozo para generadores eléctricos fue de US\$ 1.8356 por MMBTU. (Calidda, 2015)

Tarifa por el servicio de transporte: esta tarifa se encuentra establecida en el contrato BOOT suscrito entre el Estado peruano y la empresa TGP y es regulada por el OSINERGMIN. Esta tarifa permite cubrir los gastos de inversión, operación y mantenimiento de la red de transporte de GN. Este valor se actualiza anualmente, cada 1 marzo, por un factor de actualización en función al índice de precios al por mayor de Estados Unidos (PPI) y cada 1 de mayo por el factor de

descuento aplicable (FDA). La actualización de mayo 2013 dio como resultado la tarifa de transporte de US\$ 36.3968 por mil m<sup>3</sup>. (Calidda, 2015)

Tarifa única de distribución: esta tarifa se encuentra establecida en el contrato BOOT suscrito entre el Estado peruano y la empresa Calidda y es regulada por el OSINERGMIN. Esta tarifa permite cubrir los gastos de inversión, operación y mantenimiento de la red de distribución en el área de concesión de Lima y Callao. La tarifa única de distribución se ajusta cada tres meses con un factor de actualización que depende de: el índice de acero, el índice de polietileno, el índice de precios al productor de Estados Unidos y el índice de precios al por mayor del Perú. (Calidda, 2015)

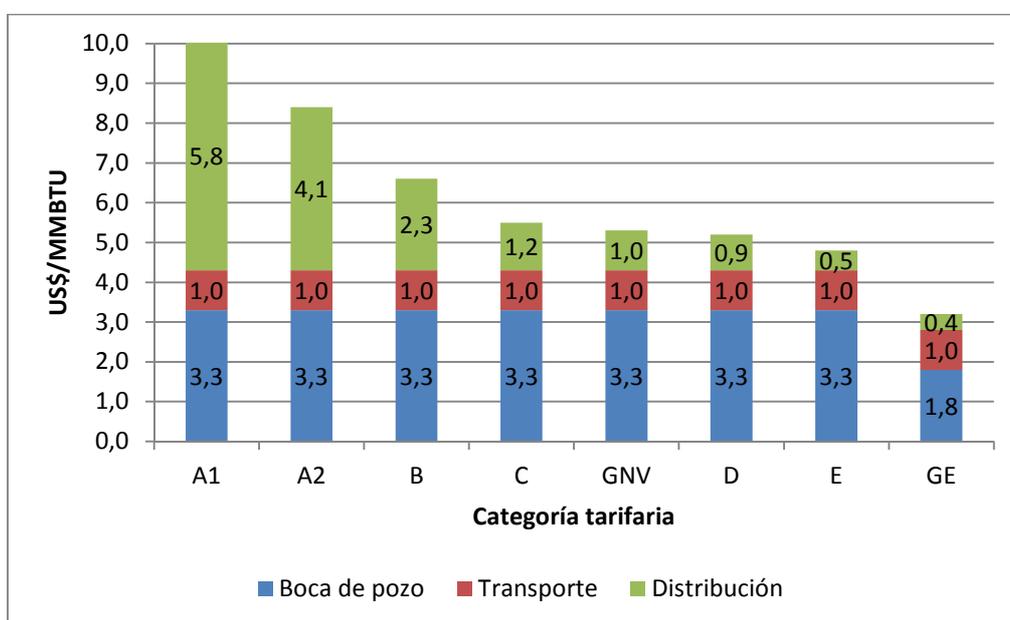


Figura 21: Estructura del precio del Gas natural en Lima y El Callao a dic-2014  
Fuente: Adaptado de Tamayo, J. (2014) La industria del gas natural en el Perú. A diez años del proyecto Camisea.

### 3.4.7 Demanda de Gas Natural en el Perú

Según el Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Hidrocarburos (2016), en la década 2005-2014 la económica peruana experimentó uno de sus mejores ciclos económicos, originando una mayor demanda de energía que fue cubierta en gran parte por la producción de gas natural de Camisea. Los consumidores iniciales cuando se inició el proyecto fueron: Alicorp, Sudamericana de Fibras, Cerámica Lima, Vidrios Industriales, Corporación Cerámica y Cerámicas San Lorenzo. Desde el inicio de las operaciones de Camisea el número de usuarios de este recurso se ha incrementado

considerablemente. A fines de 2014 los clientes residenciales (categoría A) sumaban 250,752 usuarios, los usuarios comerciales (categoría B) fueron 3,657, los clientes industriales (categorías C,D y E) alcanzaron 361 usuarios conectados, las estaciones de GNV contabilizaron 220 y las generadoras eléctricas que utilizan este combustible sumaban 15 clientes, (ver Figura 22).

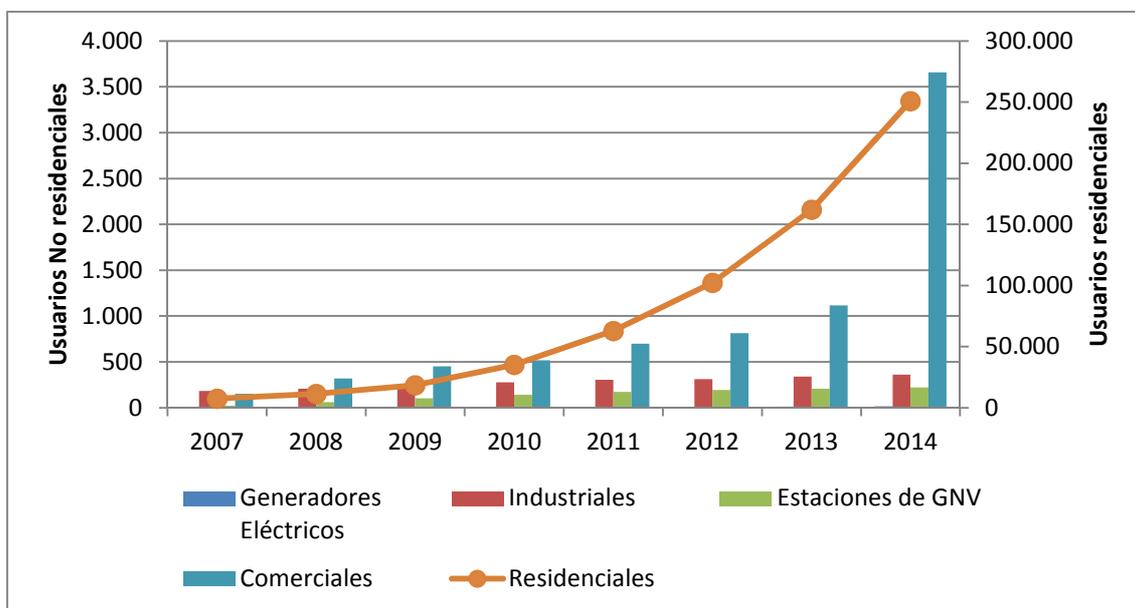


Figura 22: Evolución del número de clientes de GN por categoría tarifaria  
Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2007-2014) Informe de distribución de gas natural en Lima y Callao

Como afirma el MINEM-DGH (2016), la demanda nacional de gas natural en el 2014 fue de 532.38 MMPCD. A pesar de que los generadores eléctricos representan la menor cantidad de usuarios, su volumen consumido es mucho mayor comparado con las otras categorías, en el 2014 tuvieron un consumo de 355.64 MMPCD de gas natural. Los usuarios residenciales y comerciales muestran un comportamiento totalmente opuesto, ya que tienen el menor volumen de consumo del total de la demanda interna. A fines 2014 la Generación eléctrica representaba 66.8% de la demanda interna de GN, en segundo lugar se ubica el sector industrial con una participación de 20%, el sector de gas natural vehicular tiene 12% y el sector comercial y residencial representan 1.2%, (ver Figura 23).

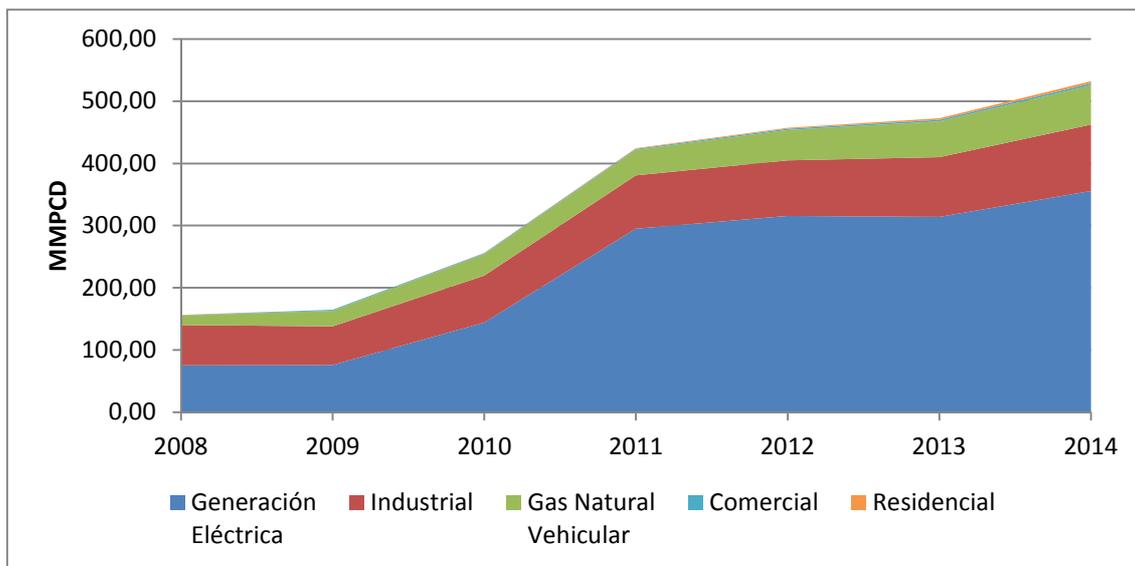


Figura 23: Volumen de GN distribuido por categoría  
Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2007-2014) Informe de distribución de gas natural en Lima y Callao

### 3.4.8 Fraccionamiento de los líquidos de gas natural

Según Tamayo et al. (2014), la Planta de Fraccionamiento de Pisco es operada por Pluspetrol, está ubicada al sur de la ciudad de Pisco en la región Ica. Esta planta recibe los LGN que provienen de la Planta de Separación de GN Malvinas. Diseñada inicialmente para procesar 85 MBPD de LGN, cuenta con dos unidades de fraccionamiento para producir propano y butano y dos unidades de destilación primaria para producir nafta y diesel.

Para el año 2012 se realizó una ampliación de la planta de fraccionamiento de 85 MBPD a 120 MBPD de LGN, con una inversión aproximada de US\$ 156 millones.

### 3.4.9 Proyecto Gasoducto Sur Peruano

Como afirma el MINEM (2015), el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas natural incentiva las inversiones en exploración para aumentar las reservas probadas y a su vez conlleva a una mayor producción de gas natural. Bajo este escenario se desarrolla el proyecto del Gasoducto Sur Peruano que consiste en un sistema de ductos que beneficiara a las regiones de Cusco, Apurímac, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna, (ver Figura 24).

- Tramo b: comprende la construcción de un gasoducto y un poliducto desde la Planta de Separación Malvinas al Punto de derivación con el sistema de transporte existente. Este tramo se ha diseñado con el propósito de reforzar el

sistema de transporte existente de gas natural (GN) y líquidos de gas natural (LGN).

- Tramo a1: comprende la construcción de un gasoducto desde el Punto de derivación hasta Urcos. Incluye los gasoductos secundarios a la Central térmica de Quillabamba y a la provincia de Anta.
- Tramo a2: comprende la construcción de un gasoducto desde Urcos hacia la Central térmica de Ilo y a la Central térmica de Mollendo.

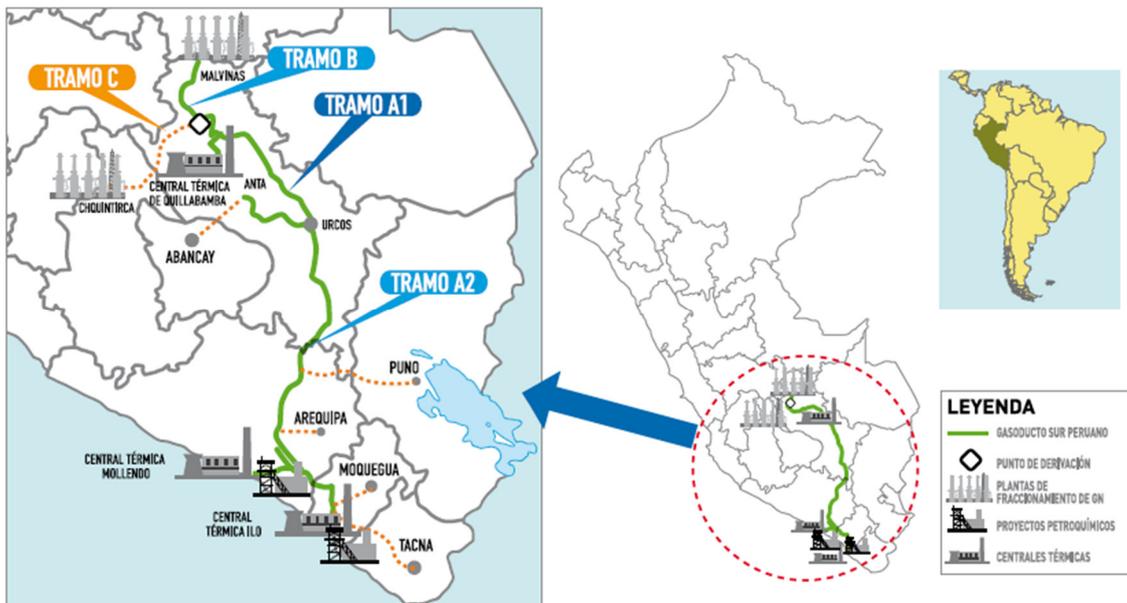


Figura 24: Mapa referencial Gasoducto Sur Peruano

Fuente: Tomado de Tamayo, J. (2014) La industria del gas natural en el Perú. A diez años del proyecto Camisea. (p. 211)

Dentro de las ventajas que traerá este proyecto están el reforzamiento de la seguridad energética, evitando la interrupción del servicio de transporte de GN y la desconcentración de la generación termoeléctrica. Adicionalmente, se estima que el Gasoducto Sur Peruano traerá inversiones por US\$ 12,000 millones en el sector energético, como la construcción de las centrales del Nodo energético del sur, la ampliación de la planta de separación Malvinas, la construcción de redes de distribución de gas a las ciudades y el futuro desarrollo de la petroquímica del metano y etano. (Tamayo et al., 2014)

Como afirman Tamayo et al. (2014), el Nodo energético del sur es un proyecto que comprende la construcción de dos centrales térmicas, una en Mollendo adjudicada a la empresa Samay I y la otra en Ilo adjudicada a la empresa Enersur. Se debe resaltar que este proyecto creará otro núcleo de generación eléctrica en el sur del país, permitiendo atender la demanda en esta región para los próximos años. También, permitirá

desconcentrar la capacidad instalada de generación eléctrica de la costa central y mantener una reserva de generación de 30%, (ver Figura 25).



Figura 25: Nodo energético del sur

Fuente: Tomado de Proinversión (2015) Infografía Gasoducto Sur Peruano

#### 3.4.10 Explotación del gas de esquisto en el Perú

Según Marthans (2014), en América latina los países que cuentan con estudios de exploración de shale gas son Brasil y Argentina, en menor magnitud Chile, pero en el Perú no se ha hecho un estudio completo para identificar reservas de gas y petróleo no convencionales.

La importancia en el descubrimiento de reservas de gas no convencionales radica en que su explotación es una ventaja competitiva para enfrentar y reducir los precios de petróleo y gas. Diversos estudios explican que en los próximos años el shale gas o el shale oil se convertirán en fuentes energéticas altamente disponibles por lo que habría una transformación del sector energético a nivel mundial.

Se deben realizar ajustes en la regulación del mercado de gas natural interno y normas técnicas para la puesta en valor comercial del shale gas, permitir el uso de máquinas y equipos de última tecnología para su exploración y explotación.

## **CAPITULO IV: METODOLOGIA EMPLEADA**

### **4.1 Tipo y diseño de la investigación**

La presente investigación es de carácter descriptivo y comparativo. La metodología a emplear toma como referencia a la ISO 50001 “Sistema de gestión de la energía”, puede ser aplicado a diferentes tipos de industria.

### **4.2 Variables a considerarse**

En esta investigación las variables a considerar serán aquellas que midan de manera directa los resultados. La variable independiente será la implementación de cogeneración con gas natural y las variables de tipo dependientes serán los costos de energía expresados en soles y las emisiones de gases de invernadero expresados en Kg de CO<sub>2</sub>.

### **4.3 Fases de la metodología**

Un proyecto de eficiencia energética tiene como objetivo optimizar el consumo y uso de la energía requerida, así como el desempeño energético de una planta industrial mediante la aplicación de tecnologías y mejores prácticas para el uso eficiente de la energía. A continuación se describen las fases de la metodología para implementar un proyecto de eficiencia energética utilizando gas natural.

Primera Fase: Perfil del proyecto de eficiencia energética

En esta fase se debe elaborar un documento que contenga la descripción de la empresa industrial, los principales procesos, el estado de operación de la planta, los niveles de producción y las características de los requerimientos energéticos.

Segunda fase: Antecedentes de la planta y usos energéticos

Esta fase comprende el levantamiento de información de los detalles de los principales procesos de la planta, comprende diagramas de flujo e identificación de los usos energéticos de la planta.

Tercera fase: Análisis de la información y diagnóstico energético

En esta fase una vez identificadas las fuentes de energía de la planta se debe cuantificar su uso en unidades de energía (MJ) y unidades de costos (soles).

Se identificarán las principales causas que generan altos costos energéticos, así como los consumos significativos de energía por proceso.

Se debe calcular el consumo energético de la planta por tipo de energía que puede ser térmica o eléctrica. Luego se establecerá una línea base de costos que sirva como referente antes de la implementación del proyecto de eficiencia energética utilizando gas natural.

También se cuantificarán las emisiones de CO<sub>2</sub> dependiendo del tipo de combustible utilizado para establecer una línea base de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Cuarta fase: Diseño del proyecto a implementar

En esta fase dependiendo de las características de la planta se diseñará el proyecto de conversión a suministro de gas natural y tecnología de cogeneración.

Quinta fase: Implementación del proyecto y medición de resultados

Una vez implementado el proyecto de eficiencia energética se medirán los resultados de los costos energéticos y las emisiones de CO<sub>2</sub>, comparándose contra la línea base establecida en la Tercera fase. También se analizará la rentabilidad del proyecto.

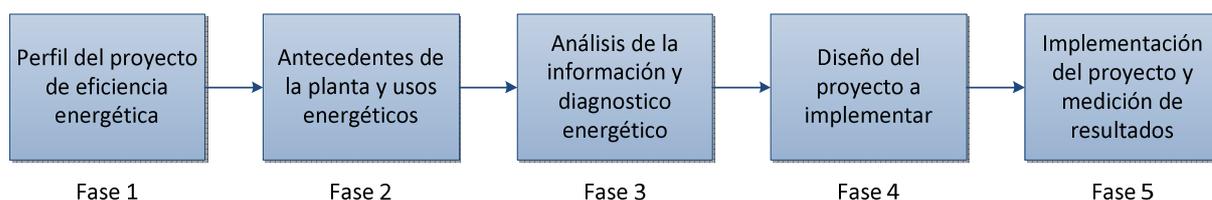


Figura 26: Fases de la metodología propuesta  
Elaboración propia

#### 4.4 Primera fase: Perfil del proyecto de eficiencia energética

- a) Objetivo del proyecto: Reducción de costos energéticos y mitigación de gases de efecto invernadero.
- b) Descripción de la empresa: sector, tamaño, ubicación.
- c) Descripción de los principales procesos.
- d) Estado de operación de la planta (en operación, en modernización, en planificación).
- e) Características de los requerimientos y usos energéticos.
  - Características de los requerimientos eléctricos.

- Características de los requerimientos térmicos.
- Identificación de recursos energéticos disponibles: combustibles fósiles y fuentes de energía renovables.

#### 4.5 Segunda fase: Antecedentes de la planta y usos energéticos

##### a) Antecedentes productivos del proyecto

- Clasificación del sector económico.
- Descripción del proceso productivo.
- Tasa de producción.
- Equipos de consumo.

##### b) Requerimientos energéticos de la planta

Recolectar información de los consumos anuales estimados de cada una de las fuentes primarias de energía, su equivalencia energética y sus costos asociados según las tarifas correspondientes.

Para la estimación del contenido energético de las fuentes de energía se debe recolectar información de las compras de electricidad al distribuidor de electricidad de la zona donde se ubica la planta; también se deben identificar las compras de combustibles como carbón, petróleo industrial, diesel, gas licuado de petróleo u otros. El consumo de electricidad se mide generalmente en KWh y el consumo de combustibles en galones o kilogramos, por lo que se debe aplicar un factor de conversión dependiendo de la fuente de energía para cuantificar el contenido energético en una unidad estándar que para esta investigación se ha considerado será el megajulio (MJ) (ver Tabla 9).

Fuente de energía	Cantidad	Unidad	Factor de conversión	Contenido energético (MJ)
Electricidad		KWh	3.6 MJ/KWh	
Carbón		Kg	26.5 MJ/Kg	
Petróleo Industrial N°6		gl	150.7 MJ/gl	
Diesel B5		gl	144.5 MJ/gl	
Gas Licuado de Petróleo (GLP)		gl	101.4 MJ/gl	
Otro				

Tabla 9: Estimación anual del consumo energético  
Elaboración propia

A continuación se debe recolectar información de los costos por fuente de energía, los costos de electricidad están relacionados a la tarifa eléctrica que cobra la empresa distribuidora de electricidad en la zona donde se ubica la planta. Los costos de los combustibles pueden variar y dependen del proveedor que abastece estos energéticos a la planta. Luego se deben calcular los costos energéticos anuales (ver Tabla 10).

Fuente de energía	Cantidad	Unidad	Costo Unitario	Costos energéticos (soles)
Electricidad		KWh		
Carbón		Kg		
Petróleo Industrial N°6		gl		
Diesel B5		gl		
Gas Licuado de Petróleo (GLP)		gl		
Otro				

Tabla 10: Estimación anual de los costos energéticos  
Elaboración propia

#### c) Usos energéticos de la planta

Se debe identificar y clasificar las diferentes máquinas y sistemas que utilizan energía en la planta, se dividen en dos grupos las que utilizan combustibles y las que utilizan electricidad.

##### Combustibles:

- Máquinas y motores de combustión interna.
- Calderas de vapor de agua.
- Sistemas de combustión para calor directo.
- Sistemas de refrigeración

##### Electricidad

- Transformadores, condensadores.
- Motores eléctricos.
- Sistemas eléctricos para agua caliente o vapor.
- Sistemas de refrigeración y/o aire acondicionado.
- Sistemas de packing.
- Iluminación.
- Equipos de oficina.

## 4.6 Tercera fase: Análisis de la información y diagnóstico energético

### 4.6.1 Clasificar y cuantificar las fuentes de energía

Esta etapa consiste en identificar y clasificar las distintas fuentes energéticas que se utilizan en la planta industrial como electricidad, petróleos industriales, diesel, gas licuado de petróleo, etc. Luego se debe cuantificar su demanda en una unidad de energía estándar (MJ) y en unidades monetarias (soles).

Con la información recolectada en la Segunda fase, se procede a construir una matriz que muestre la participación de cada fuente de energía, para ello se debe realizar la conversión a una unidad de energía estándar que se consideró será el megajulio (MJ).

Para el cálculo se divide el contenido energético de cada fuente que se utiliza en la planta sobre el consumo energético total, así se obtiene la Matriz de consumos de energía anual (ver Figura 27).

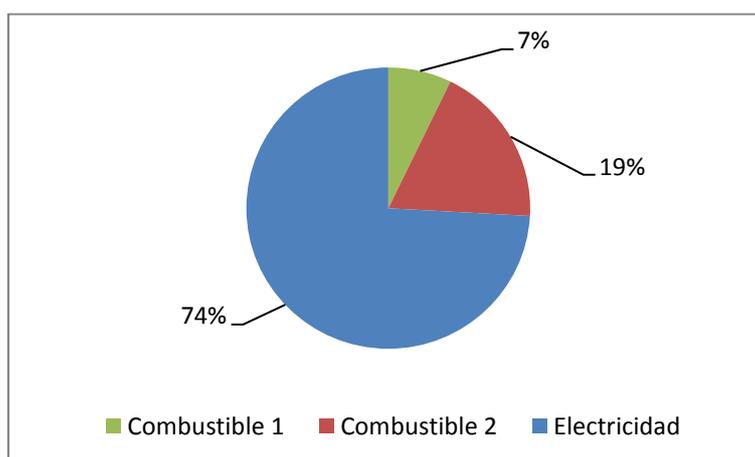


Figura 27: Matriz de consumo de energía  
Elaboración propia

Adicionalmente se va a construir una matriz que muestre la participación de los costos de cada fuente de energía, para realizar este cálculo los costos de las fuentes de energía deben estar expresados en soles.

Se divide los costos que representa cada fuente de energía sobre los costos totales de energía de la planta, de esta forma se obtiene la Matriz de costos de energía anual (ver Figura 28).

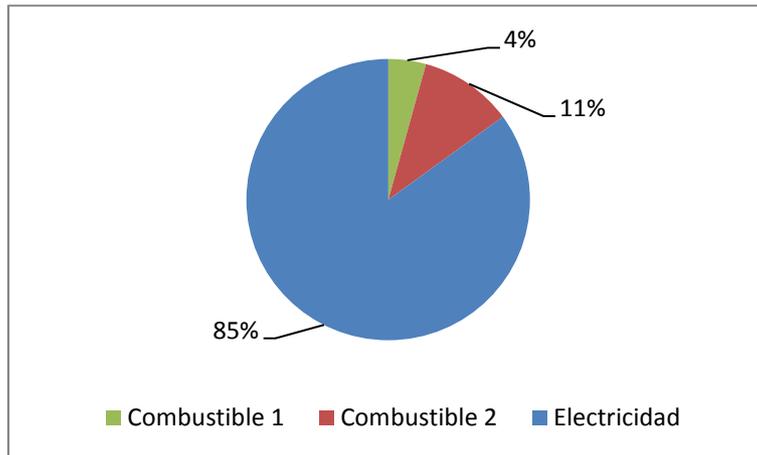


Figura 28: Matriz de costos de energía  
Elaboración propia

Estas dos matrices brindan información general de la participación de cada fuente de energía a nivel de consumo energético y participación en la estructura de costos de energía de la planta.

#### 4.6.2 Identificar las causas de los altos costos de energía

Para identificar las principales causas de los altos costos energéticos se utilizara el diagrama Causa-efecto o diagrama de Ishikawa, en el cual el problema se coloca en la cabeza de la espina de pescado. Se tienen 4 categorías: Máquina, Medición, Personas y Material; dentro de cada categoría se colocan las principales causas que ocasionan los altos costos de energía. La finalidad de este diagrama es seleccionar las causas que serán afrontadas por la organización para reducir los costos de energía (ver Figura 29).

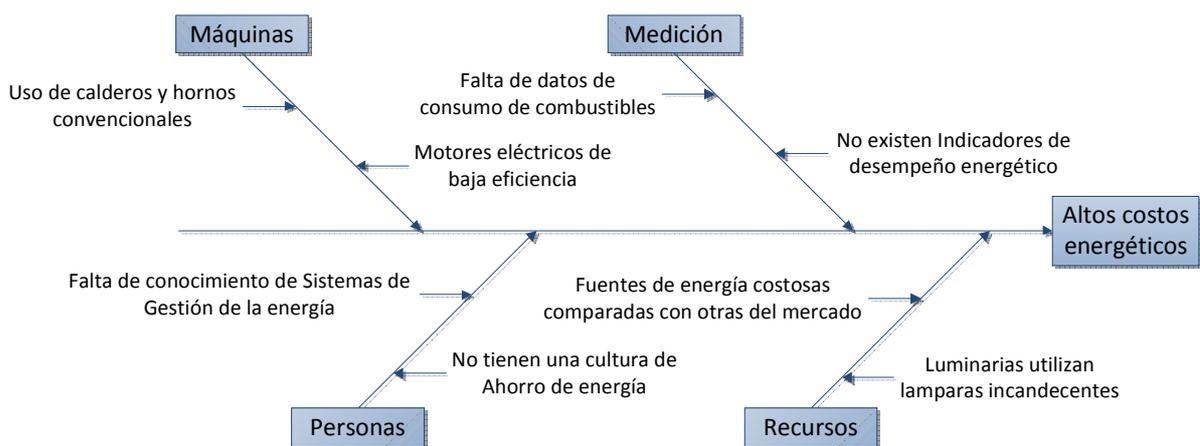


Figura 29: Diagrama Causa-efecto de los altos costos energéticos  
Elaboración propia

### 4.6.3 Identificar usos y consumos significativos de energía

Los usos significativos de energía son aquellos que demandan gran consumo de energía y ofrecen un alto potencial de mejora en el desempeño. Es en estos procesos donde se debe enfocar la gestión para implementar medidas de eficiencia energética. Una herramienta de gran utilidad para identificar los usos y consumos significativos de energía es el Diagrama de Pareto, en el eje horizontal se colocan los principales procesos industriales de la planta y en el eje vertical primario el consumo de energía en megajulios (ver Figura 30).

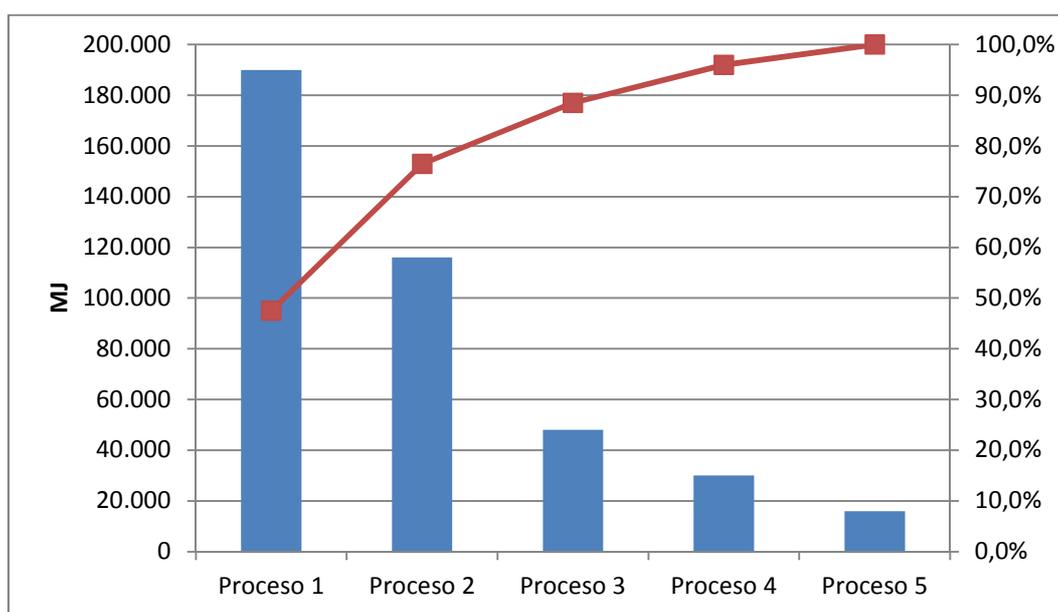


Figura 30: Diagrama de Pareto para identificar los usos significativos de energía  
Elaboración propia

Del Diagrama de Pareto se concluye que pocos procesos industriales son los que consumen grandes cantidades de energía del total de la planta industrial.

### 4.6.4 Determinar el consumo energético de combustibles y electricidad anual

Se debe determinar el consumo energético de las principales fuentes que utiliza la planta para un periodo de por lo menos doce meses, para incluir los efectos de estacionalidad, nivel de producción de la planta, etc.

En primer lugar se calcula el consumo energético de los combustibles. Para calcular el contenido energético de un tipo de combustible se convertirán las unidades de masa o volumen a unidades de energía (MJ) utilizando los factores de conversión de la Tabla N°9.

$$\text{Consumo energético (MJ)} = \text{Cant. utilizada (unidad)} \times \text{Factor de conversión} \left( \frac{\text{MJ}}{\text{unidad}} \right)$$

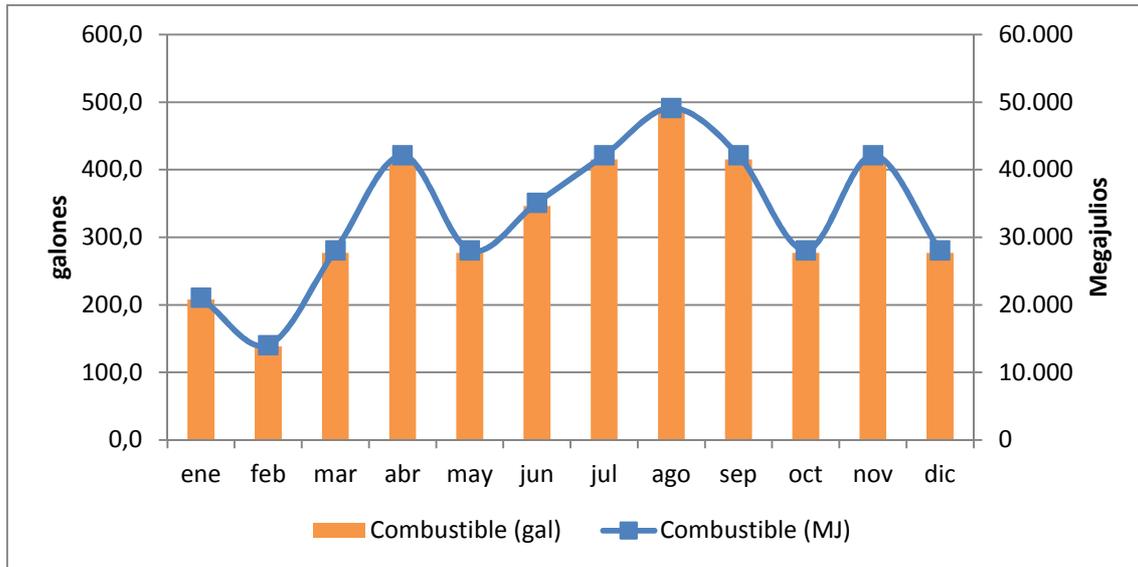


Figura 31: Consumo de combustible en unidades de volumen y energía  
Elaboración propia

En la Figura 31 se tiene el consumo anual de un combustible expresado en galones, aplicando el factor de conversión correspondiente (Factor del GLP = 101.4 MJ/gal) se obtiene el consumo anual de combustible expresado en unidades de energía (MJ).

Si la planta industrial utiliza más de un tipo de combustible en sus procesos, primero se convierten las unidades de masa o volumen a unidades de energía (MJ) y luego se suman los contenidos energéticos de cada tipo de combustible para obtener el consumo de combustibles total de la planta expresado en megajulios (MJ).

Para efectos ilustrativos en la Figura 32 se tiene un Combustible 1 que tiene un consumo moderado en la planta y un Combustible 2 que tiene un consumo mayor, luego de calcular el contenido energético de cada combustible utilizando el factor de conversión respectivo, se obtiene el consumo energético de cada tipo de combustible expresado en MJ. Finalmente se suman para obtener el consumo energético de combustibles de la planta.

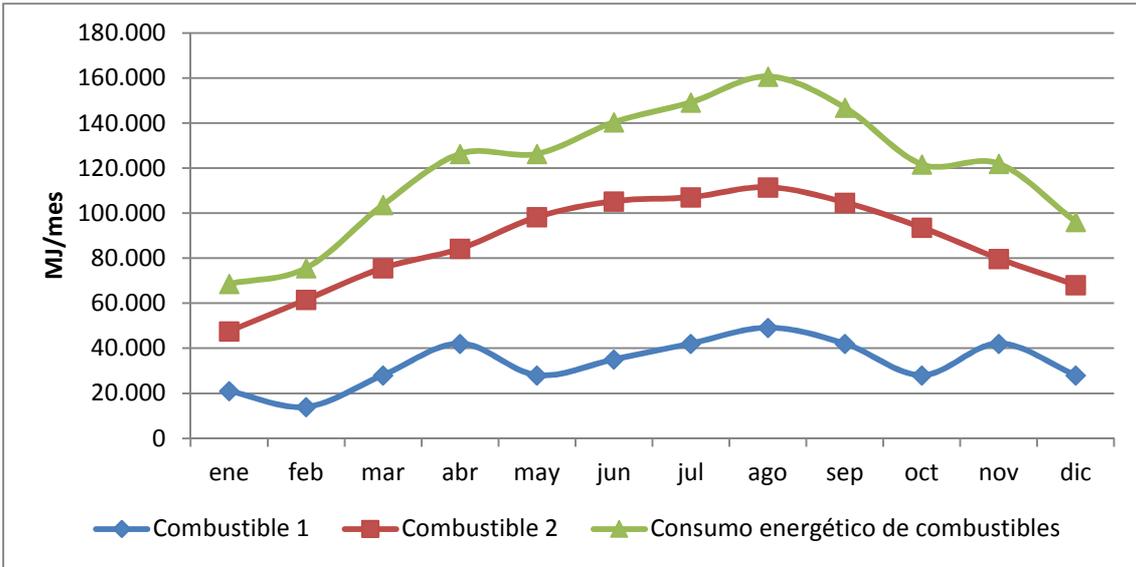


Figura 32: Consumo energético de combustibles  
Elaboración propia

También se debe determinar el consumo eléctrico de la planta para un periodo base de doce meses, esta información se puede obtener de los recibos de venta de energía eléctrica de las empresas generadoras o distribuidoras dependiendo el caso de quien abastece a la planta industrial. La unidad a utilizar será el KWh/mes (ver Figura 33).

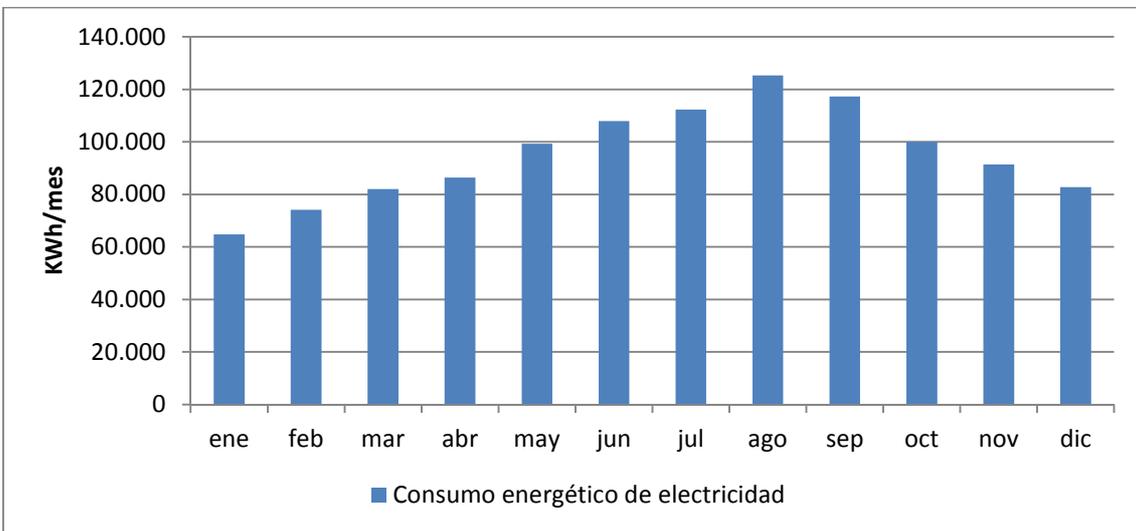


Figura 33: Consumo energético de electricidad  
Elaboración propia

Se puede convertir las unidades de consumo de energía eléctrica de KWh a MJ utilizando el factor de conversión (1 KWh = 3.6 MJ), para sumar el consumo energético de combustibles y el consumo energético de electricidad.

$$\text{Consumo de electricidad (MJ)} = \text{Consumo de electricidad (KWh)} \times 3.6 \left( \frac{\text{MJ}}{\text{KWh}} \right)$$

Finalmente se obtendrá el consumo energético total de la planta expresado en megajulios (MJ) (ver Figura 34).

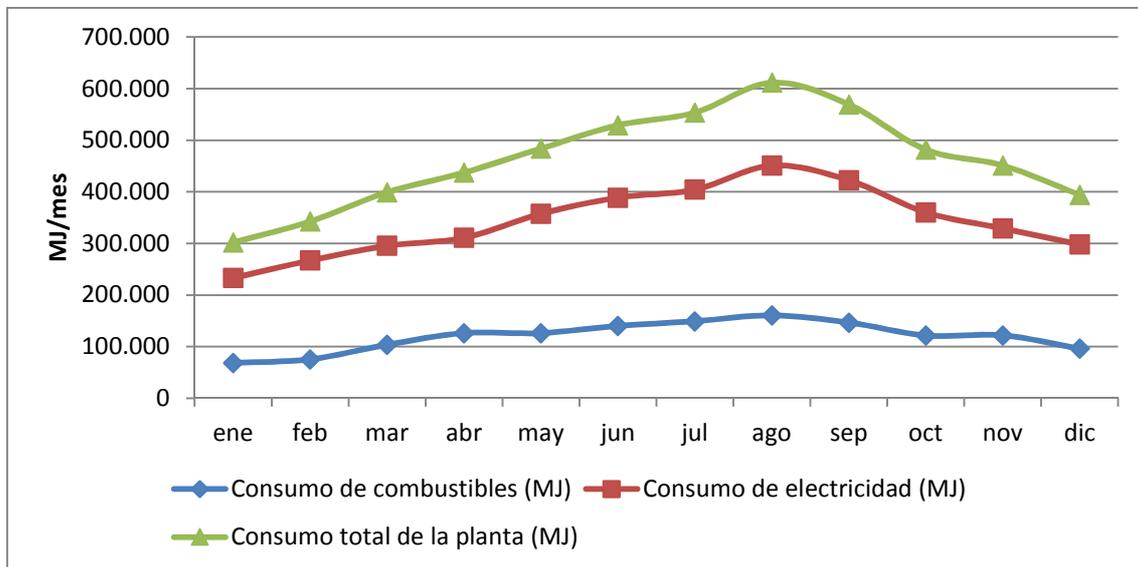


Figura 34: Consumo energético total de la planta  
Elaboración propia

#### 4.6.5 Determinación de la línea base de costos

Se debe elaborar una línea base que represente los costos de las fuentes de energía que se utilizan en la planta para un periodo de doce meses, antes de la conversión a suministro de gas natural y aplicación de medidas de eficiencia energética.

En primer lugar se calcularán los costos por el consumo de combustibles en la planta. Los precios de los combustibles varían a lo largo de un año, ya que dependen de varios factores como el precio internacional del petróleo, el margen de refinería, los costos de transporte, entre otros. Por ello para el cálculo de los costos de un tipo de combustible se tomara un precio promedio anual y se multiplicara por el consumo energético de ese combustible en la planta (ver Figura 35). Este cálculo se realizara siempre y cuando no se cuente con información primaria de los costos de combustibles de la planta.

$$\text{Costos combustible} = \text{Consumo energético (MJ)} \times \text{Precio promedio} \left( \frac{\text{Soles}}{\text{MJ}} \right)$$

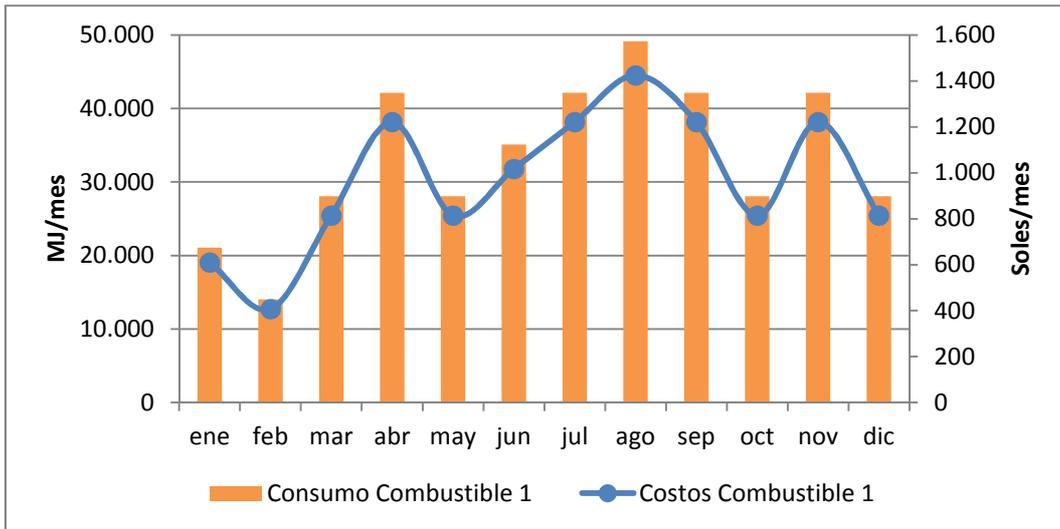


Figura 35: Consumo energético y costos de un tipo de combustible  
Elaboración propia

Si la planta industrial utiliza más de un tipo de combustible en sus procesos, se calcularán los costos para cada tipo de combustible y luego se sumarán para obtener la línea base de costos de combustibles. Para efectos ilustrativos en la Figura 36 se tiene un Combustible 1 que tiene un consumo moderado y un Precio promedio 1, también se utiliza un Combustible 2 el cual tiene un consumo mayor y tiene un Precio 2; multiplicando el consumo energético (MJ) por el precio promedio (Soles/MJ) se obtienen los costos anuales para cada tipo de combustible. Al final se suman los costos del combustible 1 y los costos del combustible 2 para obtener la Línea base de costos de combustibles.

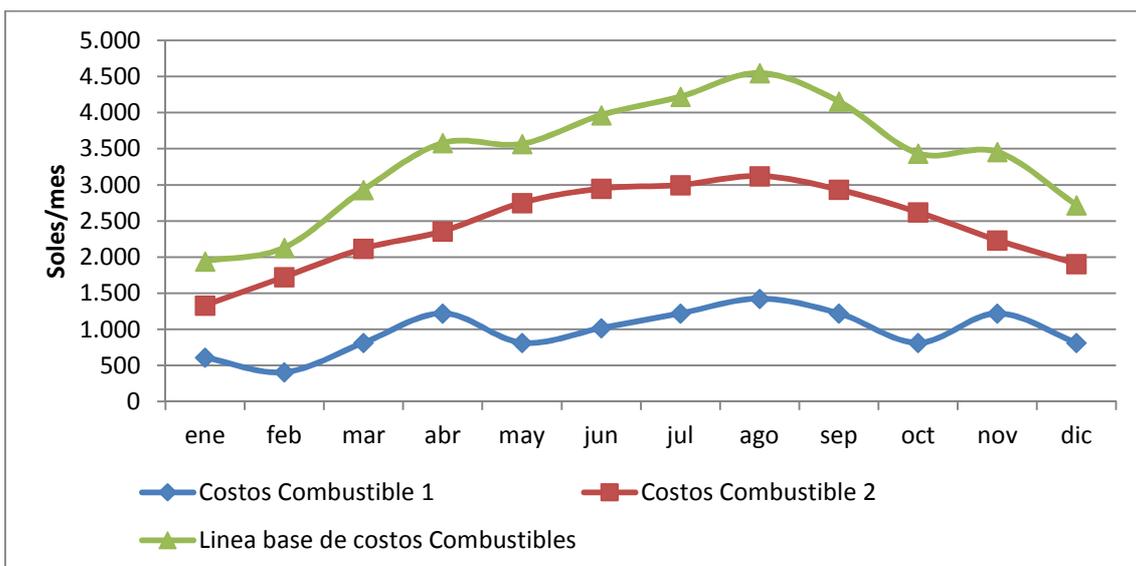


Figura 36: Línea base de costos de combustibles

Elaboración propia

También se construye una línea base de costos de energía eléctrica, esta se obtiene multiplicando el consumo de electricidad para un periodo de doce meses por la tarifa eléctrica (S./KWh) de la empresa generadora o distribuidora que abastezca de electricidad a la planta (ver Figura 37). Este método es referencial, ya que en la práctica para el cálculo de los costos de electricidad se consideran tres tipos de cargo.

$$\text{Costos de electricidad} = \text{Consumo de electricidad (KWh)} \times \text{Tarifa eléctrica} \left( \frac{\text{Soles}}{\text{KWh}} \right)$$

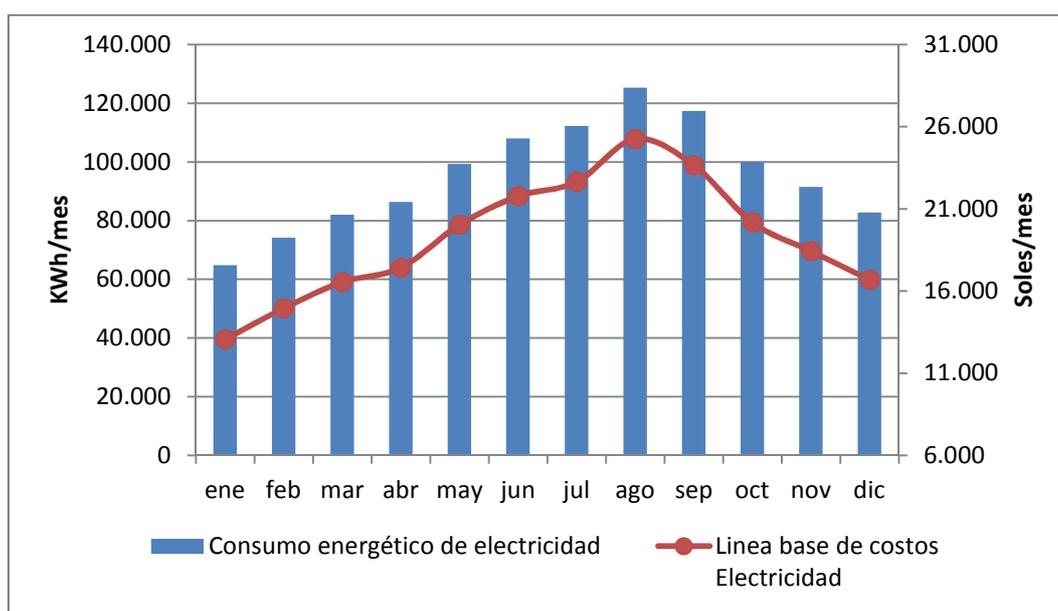


Figura 37: Línea base de costos de electricidad  
Elaboración propia

Se puede calcular los costos energéticos totales de la planta sumando la línea base de costos de combustibles con la línea base de costos de electricidad, este cálculo servirá para que luego de la implementación del proyecto de eficiencia energética se pueda calcular el ahorro de costos energéticos de la planta (ver Figura 38).

$$\text{Línea base de costos de energía} = \text{Costos de combustibles} + \text{Costos de electricidad}$$

La Línea base de costos de energía representa los costos energéticos totales que utiliza la planta en sus procesos de transformación y son una parte importante de los costos de producción.

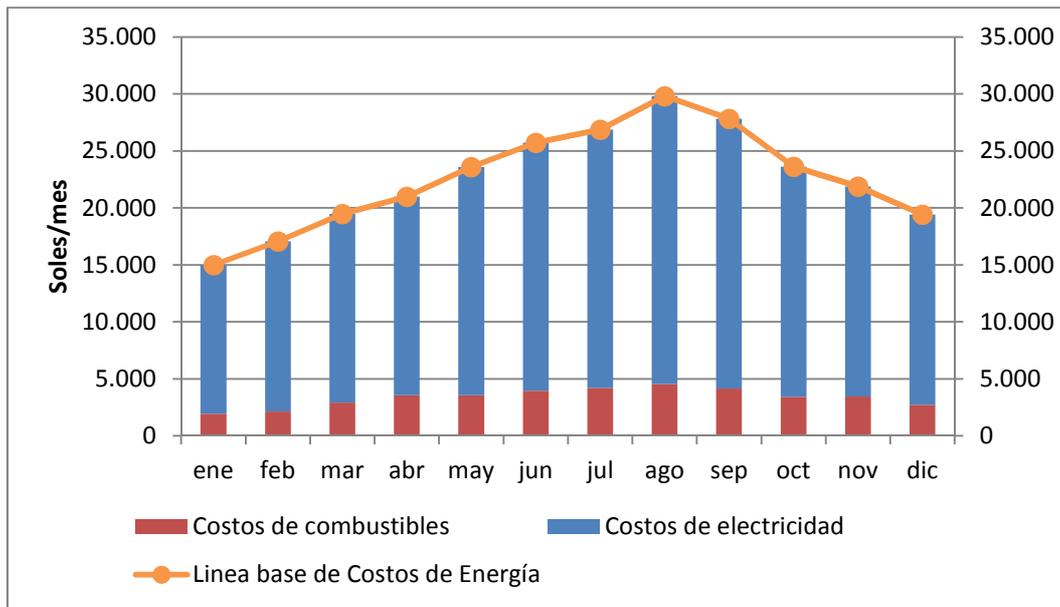


Figura 38: Línea base de costos de energía de la planta  
Elaboración propia

#### 4.6.6 Determinación de la línea base de emisiones de CO<sub>2</sub>

En esta etapa se va a elaborar una línea base de emisiones de CO<sub>2</sub> para un periodo de doce meses, esta línea base representara las emisiones de GEI de la planta industrial antes de utilizar gas natural e implementar medidas de eficiencia energética.

Para el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> en Kg de gas liberado a la atmosfera se va a utilizar la siguiente ecuación, tomada del documento de trabajo del Panel Intergubernamental de Cambio Climático: Directrices del IPCC Capitulo 2 Combustión estacionaria. Para ello se deben convertir los datos de consumo de combustible de unidades de masa o volumen a unidades de contenido energético (MJ).

$$Emisiones\ de\ CO_2\ (Kg) = Consumo\ combustible\ (MJ) * Factor\ de\ emisión\ \left(\frac{Kg}{MJ}\right)$$

Dónde:

*Emisiones de CO<sub>2</sub>*: emisiones de gas de efecto invernadero CO<sub>2</sub> liberadas a la atmosfera por tipo de combustible (Kg de gas).

*Consumo combustible*: cantidad energética de un combustible quemado (MJ).

*Factor de emisión*: factor de emisión de CO<sub>2</sub> dado por tipo de combustible (Kg de gas/MJ).

El combustible utilizado puede ser:

Combustible	Comentarios
Carbón de coque	Carbón bituminoso cuya calidad permite producir un coque adecuado para una carga de alto horno.
Petróleo industrial	Es un combustible de alta viscosidad y comprende todos los fuelóleos residuales que conforman el residuo de la destilación en una refinería de petróleo.
Diesel	También conocido como gasóleo. Los gasóleos se obtienen de la mínima fracción de la destilación atmosférica del petróleo.
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	Constituyen la fracción de hidrocarburos ligeros, derivado de los procesos de refinería y las plantas de fraccionamiento de líquidos de gas natural. Está compuesto por propano y butano.
Gas Natural	Como combustible se refiere al gas natural seco, cuyo compuesto principal es el metano. Es un gas de alto valor calórico y el menos contaminante de todos los combustibles fósiles.

Tabla 11: Definiciones de los tipos de combustibles

Fuente: Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero

Para este estudio se han tomado como Factores de emisión aquellos que se publicaron en las Directrices de 2006 del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés). Los factores de emisión publicados en la tabla *Factores de emisión por defecto para la combustión estacionaria en las industrias manufactureras y de la construcción* están en las unidades de Kg CO<sub>2</sub> por TJ, para este trabajo se han transformado las unidades a Kg de CO<sub>2</sub> por MJ de energía liberada por el combustible (ver Tabla 12).

Combustible	Factor de emisión (Kg CO <sub>2</sub> / MJ)
Carbón de coque	0.095
Petróleo industrial	0.077
Diesel	0.074
GLP	0.063
Gas Natural	0.056

Tabla 12: Factores de emisión por tipo de combustible

Fuente: Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero

Seguindo la metodología expuesta, se calculan las emisiones en Kg de CO<sub>2</sub> de un tipo de combustible para un periodo de doce meses, multiplicando el consumo del combustible en unidades de energía (MJ) por el factor de emisión que corresponda (ver Figura 39).

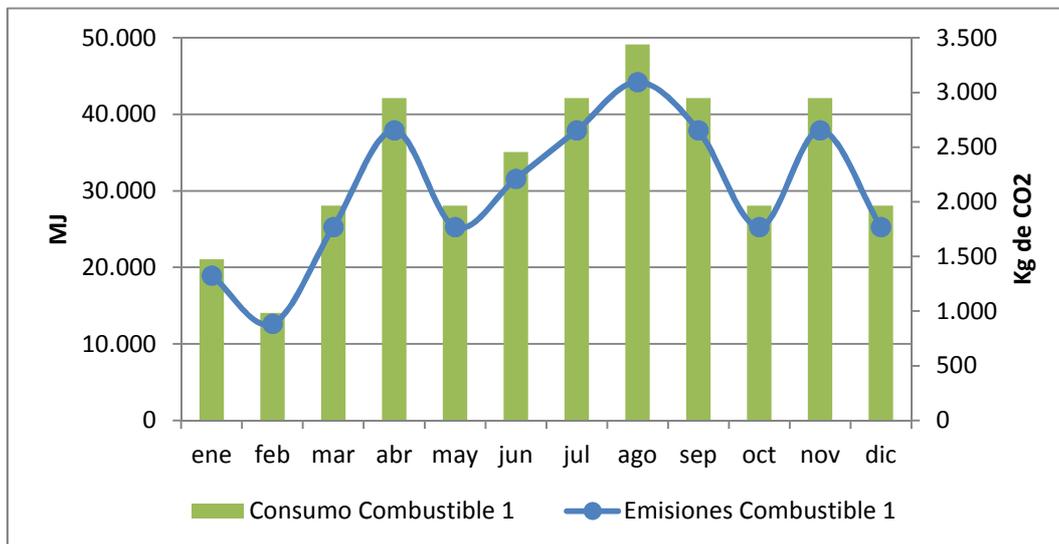


Figura 39: Consumo energético y emisiones de GEI de un tipo de combustible  
Elaboración propia

Luego se va a determinar la línea base de emisiones del gas de efecto invernadero CO<sub>2</sub> que va a resultar de la suma de las emisiones de CO<sub>2</sub> por tipo de combustible si es que la planta utiliza más de un tipo de combustible fósil en sus procesos industriales (ver Figura 40).

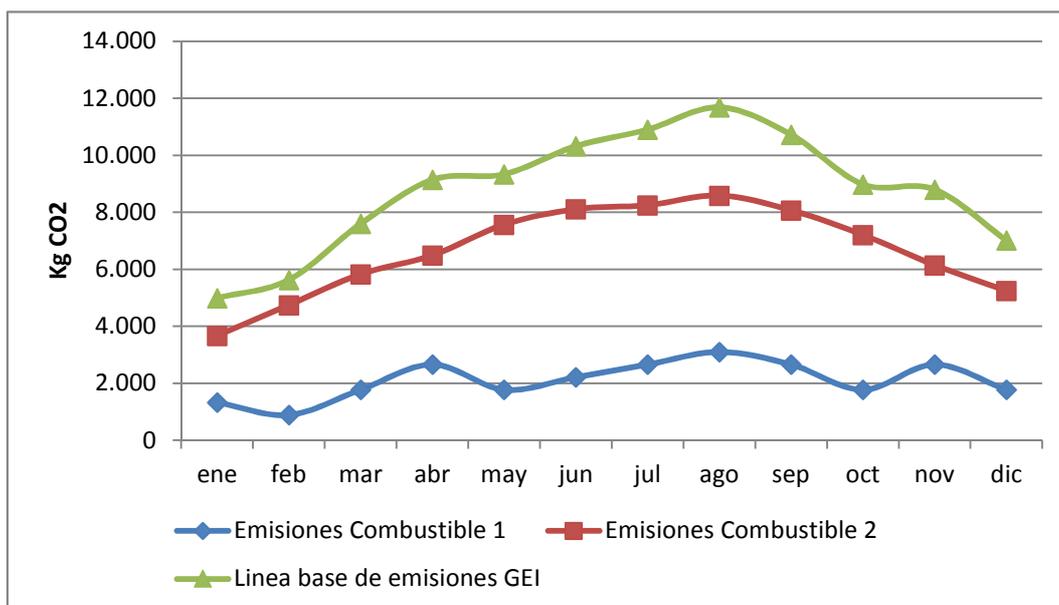


Figura 40: Línea base de emisiones de dióxido de carbono  
Elaboración propia

La línea base de emisiones de CO<sub>2</sub> es importante ya que servirá como referente para comparar los resultados luego de la conversión a suministro de gas natural y de la implementación de tecnologías de eficiencia energética como la cogeneración.

#### **4.7 Cuarta fase: Diseño del proyecto a implementar**

Luego de la fase de análisis de la información se debe diseñar y planificar el proyecto de eficiencia energética para su implementación.

##### **4.7.1 Conversión a suministro de gas natural**

Según Calidda (2016), para la implementación de un sistema de suministro de gas natural se debe seguir los siguientes pasos:

- El cliente, en este caso la empresa industrial, debe enviar una solicitud de factibilidad a la Empresa distribuidora de gas natural de la zona. La empresa distribuidora evaluará la factibilidad técnica y económica del potencial suministro.
- Se suscribe un contrato de suministro aprobado por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH-MINEM).
- Evaluación del proyecto de suministro de gas natural: el área de ingeniería de la empresa distribuidora de GN revisa el proyecto presentado por el cliente y elaborado por la empresa de instalaciones internas, emite las observaciones si las hubiera.
- Construcción e instalación: una vez levantadas las observaciones al Proyecto de suministro de gas natural, en caso las hubiera, el instalador contratado procede a iniciar la construcción de las instalaciones internas.
- Habilitación: terminada la construcción, el cliente solicita a la empresa distribuidora de GN la habilitación de las instalaciones internas de la planta y de la Estación de Regulación y Medición (ERM). La ERM sirve para regular la presión del gas natural que llega a la planta y medir la cantidad suministrada.

Para mayor detalle del Proceso de Conexión de Gas Natural revisar el Anexo 1.

El monto de la inversión para la conversión de las instalaciones internas de la planta a un suministro de gas natural depende varios factores como:

- El recorrido de la red interna de la planta.
- La longitud de la tubería de conexión de la red principal a la planta.
- La cantidad de procesos o aplicaciones a convertir.
- La cantidad y el tipo de quemadores con los que se quiere implementar los equipos de combustión.

- El volumen máximo de gas natural en una hora y la presión regulada de suministro.

#### 4.7.2 Diseño del sistema de cogeneración

Adicionalmente a la conversión del suministro a gas natural el Ministerio de Energía y Minas en su Plan Energético Nacional 2014-2025 y de acuerdo a la Ley de Promoción de Uso Eficiente de la Energía (Ley N° 27345), recomienda que para el sector Productivo y de Servicios se utilicen sistemas de cogeneración. Esta es una tecnología de eficiencia energética y es beneficiosa para el país por el ahorro de energía primaria.

La cogeneración es la generación simultánea de energía eléctrica y energía térmica útil a partir de una fuente de energía que para esta investigación será el gas natural.

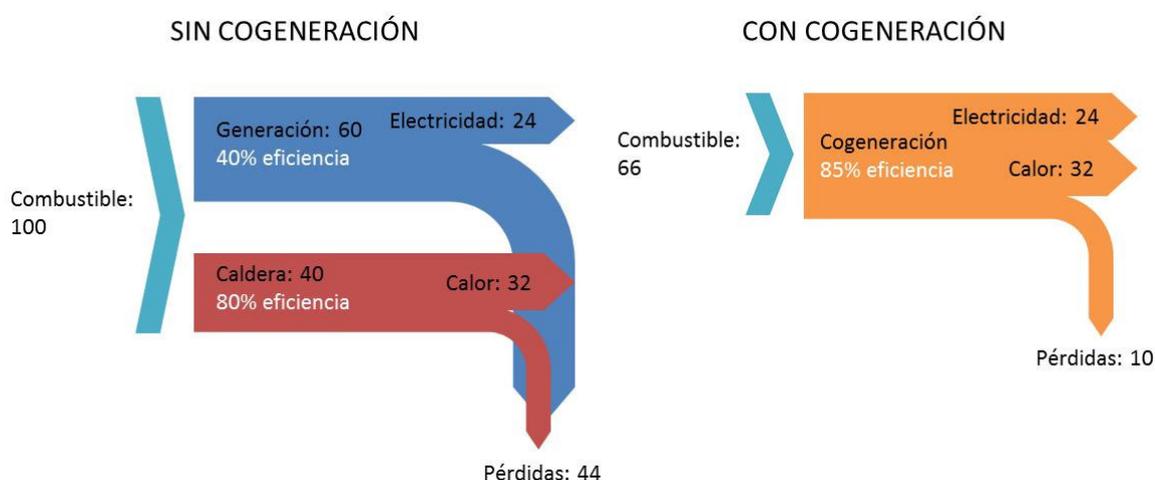


Figura 41: Diagrama comparativo de un sistema de cogeneración  
Elaboración propia

En la Figura 41 se presenta dos escenarios: en el escenario Sin Cogeneración se utilizan 100 unidades de combustible para producir electricidad en un generador y calor en una caldera, las pérdidas representan 44 unidades. Por otra parte en el escenario Con Cogeneración se utilizan 66 unidades de combustible (34 unidades menos que el caso anterior) para generar en un sistema de cogeneración la misma cantidad de electricidad y calor, las pérdidas son solo 10 unidades.

Por ello la cogeneración es considerada una tecnología de eficiencia energética, ya que aprovecha los excedentes de energía que en las tecnologías convencionales serían desechados al ambiente.

#### Estrategias de cogeneración

De acuerdo a los requerimientos de calidad de calor (temperatura a la cual deben operar los procesos), se deberá elegir en implementar un sistema superior o un sistema inferior.

a) Sistema superior de cogeneración: es aquel sistema en el cual en primer lugar genera electricidad para los procesos de la planta y utiliza la energía térmica residual para procesos térmicos, que por lo general tienen requerimientos de temperatura medios a bajos (ver Figura 42). El calor de desecho se puede utilizar en procesos industriales tales como:

- Calentamiento de agua, aire u otro medio de transferencia de calor.
- Recalentamiento de metales.
- Secado de madera u otros materiales.
- Cocción de alimentos.

Este tipo de sistema de cogeneración se utiliza generalmente en las industrias textil, de papel, petrolera, cervecera, alimentaria, entre otras donde sus requerimientos de calor son moderados y cuyos procesos trabajan con temperaturas entre 250°C y 600°C.

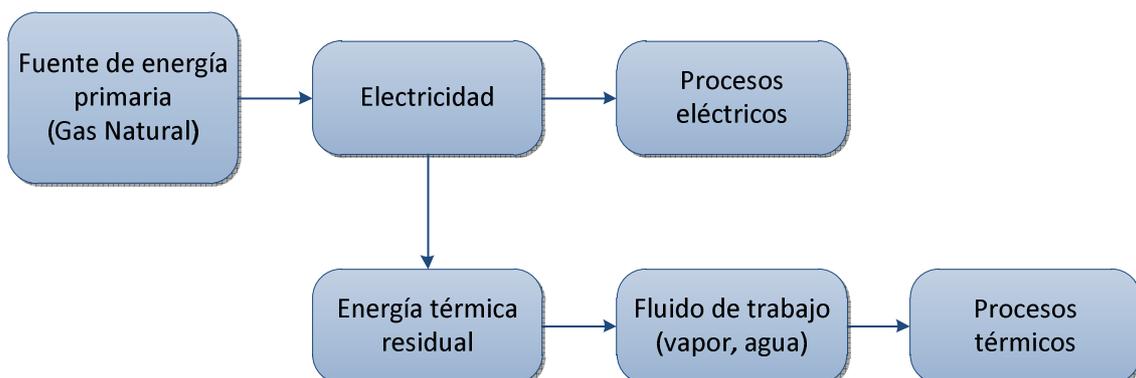


Figura 42: Sistema superior de cogeneración  
Fuente: Cogenera México (2012). Cogeneración

b) Sistema inferior de cogeneración: este sistema en una primera instancia genera calor para los requerimientos de temperatura altos como hornos de alta temperatura y recupera los excedentes del proceso para la generación de energía eléctrica (ver Figura 43).

Este tipo de sistema está relacionado con procesos industriales que trabajan a altas temperaturas como la industria del cemento, la industria del vidrio, la industria química

y la siderúrgica. En estos procesos el calor residual tiene una temperatura de alrededor de 900°C que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

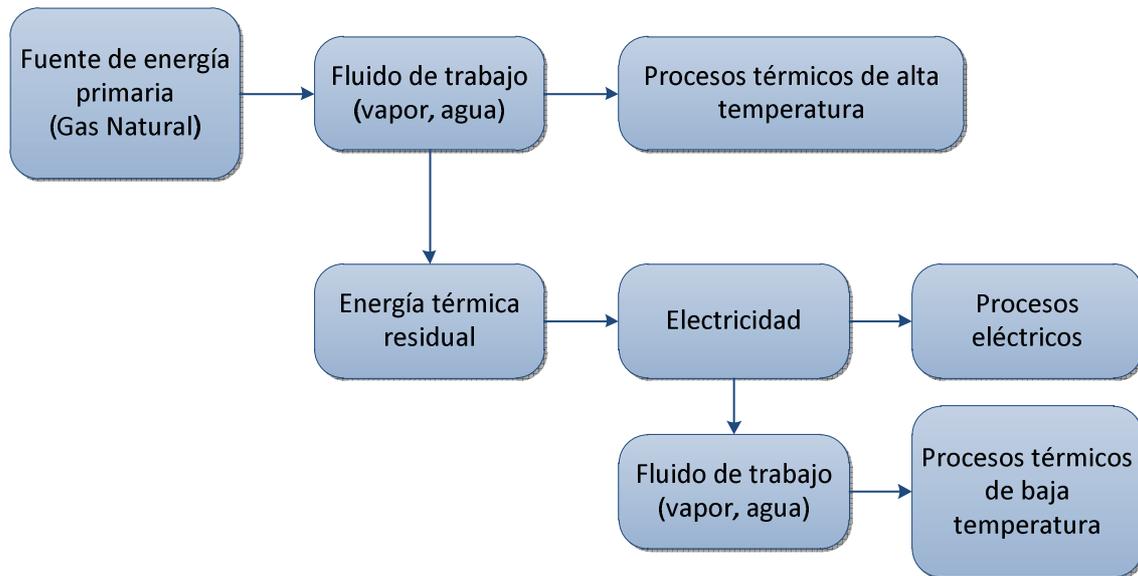


Figura 43: Sistema inferior de cogeneración  
Fuente: Cogenera México (2012). Cogeneración

### Tecnologías de cogeneración

Según Darrow, Tidball, Wang y Hampson (2015), los sistemas de cogeneración utilizan diferentes tecnologías para cubrir los requerimientos energéticos de los sectores industriales, comerciales y residenciales. Entre estas tecnologías se encuentran sistemas para generación de electricidad, calor y refrigeración. En la Tabla 13 se presentan las principales tecnologías que se utilizan en los proyectos de cogeneración.

Descripción	Motor Reciprocante	Turbina a Gas	Turbina a Vapor
Eficiencia eléctrica (HHV)	27 - 41%	24 - 36%	5 - 40%
Eficiencia global (HHV)	77 - 80%	66 - 71%	80%
Potencia (MWe)	0.005 - 10	0.5 - 300	0.5 - 500
Relación Q/E	0.5 - 1.2	0.6 - 1.1	0.07 - 0.1
Trabajo a cargas parciales	Bueno	Pobre	Bueno
Horas para mantenimiento	30,000 - 60,000	25,000 - 50,000	> 50,000
Tiempo de arranque	10 s	10 min - 1 hr	1 hr - 1 día
Presión de combustible (psi)	1 - 75	100 - 500	n/a
Ruido	Alto	Moderado	Alto
Combustible	Gas natural, biogas, GLP, diesel	Gas natural, GLP, diesel	Todos

Tabla 13: Características de las principales tecnologías para sistemas de cogeneración

Fuente: Adaptado de Darrow et al. (2015). Catalog of CHP technologies

#### a) Sistema con Motor reciprocante de combustión interna

Los motores de combustión interna (MCI) que se utilizan en los sistemas de cogeneración permiten alcanzar eficiencias globales en un rango de 77% a 80%. En estos motores la energía suministrada al quemar un combustible se transforma en energía eléctrica en un rango de 27% a 41%. Estos motores cuentan con varios cilindros dentro de los cuales se enciende una mezcla de aire-combustible, esta reacción activa los pistones de los cilindros que hacen mover el cigüeñal, el cual es un eje acodado. Este eje está conectado a un generador que transforma la energía mecánica en energía eléctrica. Los gases de escape producto de la combustión que se lleva a cabo en los cilindros salen a una temperatura en un rango de 350 °C a 550 °C, la energía de estos gases se puede utilizar instalando diversos equipos que permiten aprovechar entre un 20% a 30% de la energía química del combustible.

#### Ventajas:

- Eficiencia de potencia eléctrica alta.
- Arranque rápido del motor.
- Costos de inversión relativamente bajos.
- Opera a presiones bajas de gas.

#### Desventajas:

- Altos costos de mantenimiento.
- Las bajas temperaturas limitan las aplicaciones en cogeneración.
- Altos niveles de ruido.
- Debe ser enfriado incluso si no se utiliza el recuperador de calor.

#### b) Sistema con Turbina a gas

Las turbinas de gas que se utilizan en los sistemas de cogeneración pueden alcanzar eficiencia globales entre 66% a 71%. La turbina de gas es una máquina rotatoria que opera en un Ciclo Brayton, sus partes principales son el compresor, las cámaras de combustión y la turbina. Su funcionamiento es el siguiente: se absorbe aire del medio ambiente, en el compresor se eleva la temperatura y la presión del aire. Luego en las cámaras de combustión se combina el aire con el combustible, al encenderse la mezcla se generan gases a alta presión y temperatura que alimentan a la turbina. En la turbina los gases se expanden a través de los alabes y hacen girar un eje que conectado a un generador transforma la energía mecánica en energía eléctrica. El compresor es accionado con una parte de la energía mecánica que genera la turbina, el resto queda como potencia mecánica disponible por el par motor del eje de la turbina.

#### Ventajas:

- Alta confiabilidad.
- Bajo nivel de emisiones.
- Energía térmica de alta calidad disponible.
- No requiere refrigeración

#### Desventajas:

- Requiere que el gas se encuentre a una presión alta.
- Baja eficiencia para cargas parciales.
- La potencia de salida disminuye a medida que se incrementa la temperatura ambiente.

#### c) Sistema con Turbina a vapor

Las turbinas de vapor ofrecen una amplia gama de diseños y son una de las tecnologías más antiguas acopladas a un generador o maquinaria mecánica. Las turbinas de vapor a diferencia de otras tecnologías normalmente generan electricidad como un subproducto del calor (sistema inferior de cogeneración). En estas máquinas se calienta

agua en una caldera hasta su temperatura de ebullición y usualmente es sobrecalentada por encima de esa temperatura. El vapor que se genera se expande en una turbina que está conectada mediante un eje a un generador eléctrico. Luego el vapor se canaliza a un condensador donde es recirculado a través de una bomba para la continuación del ciclo.

Ventajas:

- Alta eficiencia global de cogeneración.
- Puede ser acoplado a calderas que utilizan combustibles sólidos, líquidos o gaseosos.
- Larga vida útil y alta confiabilidad.

Desventajas:

- Arranque lento de la turbina.
- Relación Q/E baja.
- Requiere de una caldera u otra fuente de vapor.

#### Determinar la relación calor/electricidad de la planta industrial

Los requerimientos de energía eléctrica y de energía térmica son diferentes para cada planta industrial. En algunas industrias la mayor parte del consumo energético es electricidad y se requiere poca energía en forma de calor, en otras industrias esta relación puede ser inversa, también se puede dar el caso de plantas industriales en las cuales el consumo de ambos tipos de energía es similar.

Se debe calcular la relación entre la demanda de electricidad y la demandad de calor de la planta industrial, esto servirá para seleccionar la estrategia de cogeneración adecuada y la tecnología que mejor se adapte a esa estrategia.

$$\frac{Q}{E} = \frac{\text{Demanda máxima de energía térmica (MJ)}}{\text{Demanda máxima de energía eléctrica (MJ)}}$$

#### **4.8 Quinta fase: Implementación del proyecto y medición de resultados**

En esta fase se medirán los resultados de la implementación del proyecto de eficiencia energética utilizando gas natural.

a) Evaluación de la reducción de costos

Se calculan los costos de energía de la planta después de implementar el proyecto de eficiencia energética, multiplicando el costo unitario del gas natural por el consumo energético total de la planta calculado en la Tercera fase. Luego se comparan los Costos con Eficiencia energética vs la Línea base de Costos de energía calculada anteriormente, el área delimitada por las dos líneas es el ahorro de costos de energía (ver Figura 44).

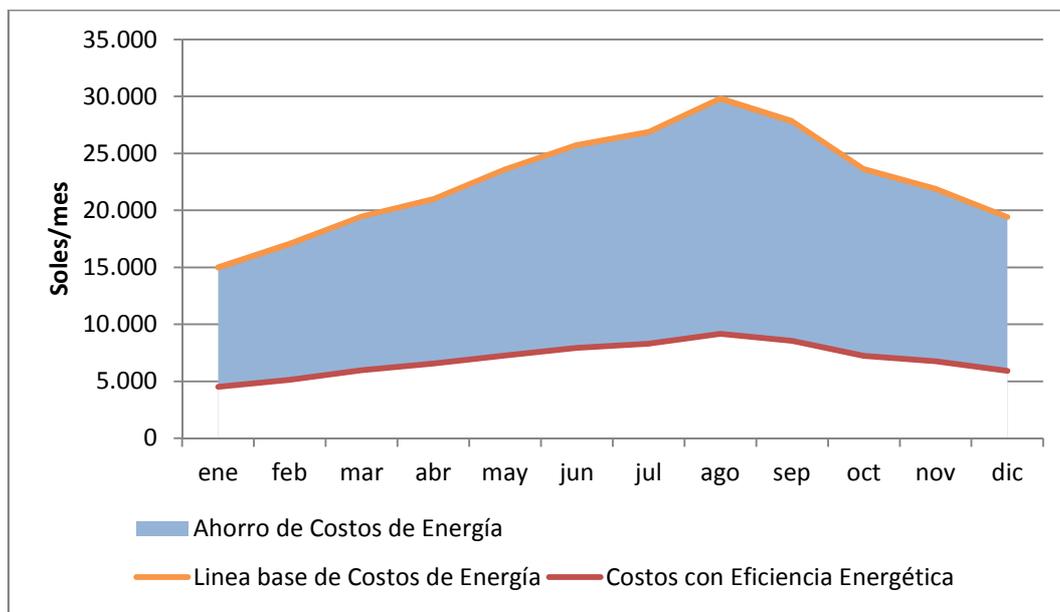


Figura 44: Línea base de costos vs Costos con eficiencia energética  
Elaboración propia

#### b) Evaluación de la reducción de emisiones de GEI

Para la evaluación de las emisiones de CO<sub>2</sub> se utilizarán la Línea base de emisiones calculada en la Tercera fase y los Factores de emisión de la Tabla 12. Se calculan las emisiones de CO<sub>2</sub> utilizando gas natural, multiplicando el factor de emisión de CO<sub>2</sub> con gas natural por el consumo energético de combustibles de la planta que se toma como base. No se considera para el cálculo de las emisiones de GEI el consumo de energía eléctrica de la planta, ya que cerca del 50% de la energía eléctrica que se produce en el Perú es con gas natural, para evitar doble contabilidad no se consideran esos valores.

Posteriormente se comparan las Emisiones de GEI utilizando Gas natural contra la Línea base de emisiones de GEI calculada en la Fase de Diagnostico energético, el área delimitada por las dos líneas es la Mitigación de emisiones de GEI (ver Figura 45).

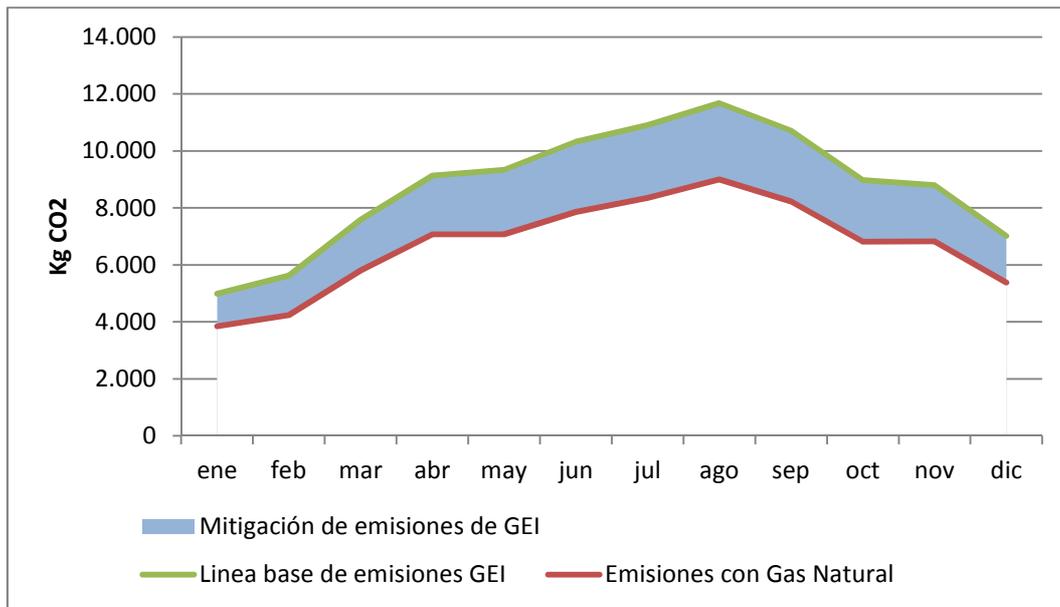


Figura 45: Línea base de emisiones GEI vs Emisiones con Gas natural  
Elaboración propia

### c) Análisis de la rentabilidad del proyecto

En un proyecto de inversión se comprometen recursos financieros en el presente para adquirir activos que generen mejores resultados en el futuro. La rentabilidad de un proyecto de inversión es un concepto financiero finito y compara para el inversionista el capital comprometido y los resultados netos esperados. Para la estimación de la rentabilidad del proyecto se requiere de dos instrumentos:

- Flujo de caja proyectado: es un instrumento donde se proyectan los ingresos y los gastos del proyecto de inversión.
- Costo de oportunidad: se refiere rendimiento de la mejor opción de inversión que sacrifica el inversionista por el proyecto de inversión elegido.

#### Indicadores económicos de rentabilidad

Valor Actual Neto (VAN): es una ganancia monetaria luego de recuperar la inversión y obtener un rendimiento equivalente al costo de oportunidad.

Tasa Interna de Retorno (TIR): es el rendimiento promedio de la inversión.

Beneficio / Costo (B/C): es la relación entre los resultados netos esperados actualizados y la inversión comprometida.

Periodo de retorno: es el tiempo requerido para que el inversionista recupere su capital invertido en el proyecto.

## **CAPITULO V: APLICACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

### **5.1 Aplicación en una planta de manufactura de cauchos y metalmecánica**

Se aplicó la metodología expuesta en el capítulo cuatro para realizar el estudio de la implementación de suministro a gas natural y tecnología de cogeneración a una empresa de manufactura de cauchos y metalmecánica, se tomará como base la información estadística del año 2014. Se utilizarán la variable independiente y las variables dependientes para la discusión de resultados y contrastación de la hipótesis enunciada en el primer capítulo.

### **5.2 Perfil del proyecto de eficiencia energética de una planta de manufactura de cauchos**

a) Objetivo del proyecto: Reducir los costos de generación de energía y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero de la planta de manufactura de cauchos y metalmecánica.

b) Descripción de la empresa: La empresa de Cauchos y metalmecánica se dedica a la manufactura de productos de cauchos, poliuretanos y metalmecánica para los sectores minero e industrial. Cuenta con cuatro líneas de negocios:

- Manufactura de productos de caucho y revestimiento de tuberías con caucho para uso en minería.
- Fabricación y comercialización de accesorios de voladura para minas de tajo abierto.
- Diseño y fabricación de productos del rubro metalmecánica.
- Diseño y manufactura de productos de poliuretano.

La planta industrial está ubicada en la Urbanización Industrial Infantas, distrito de Los Olivos – Lima.

c) Principales procesos de la planta de la empresa de Cauchos y metalmecánica

A la fecha de elaboración de este trabajo (2016), la planta industrial se encuentra en operación. Los principales procesos son:

- Vulcanización del caucho.
- Moldeo por inyección de polietileno.
- Extrusión de caucho.

### 5.3 Características de la planta de manufactura de cauchos y usos energéticos

#### a) Descripción de los principales procesos de la planta

- Vulcanización: Es un proceso mediante el cual se calienta el caucho crudo con azufre y otros aditivos como negro de humo y el óxido de zinc que actúa como catalizador. El resultado es un caucho más estable, más durable y resistente al ataque químico, sin perder la elasticidad natural. Todo este proceso se realiza en el Molino Bambury a una temperatura de 120 °C.

- Moldeo por inyección: Es un proceso que consiste en inyectar un polímero, en este caso polietileno marca Petrothene GA 574, en estado fundido en un molde cerrado a través de una tolva (compuerta superior en forma de embudo). En el molde el material se solidifica, la pieza se obtiene al abrir el molde y sacar de la cavidad la pieza moldeada. Caupesac fabrica dos productos mediante este proceso: el Anfo Saber y el Conigass, los cuales son usados para voladuras a tajo abierto.

- Extrusión de caucho: Este proceso es utilizado para que el caucho tenga una sección transversal definida y fija. El caucho se empuja a través de un troquel de una sección transversal deseada, las piezas finales se forman con una terminación superficial excelente. Como la extrusión es en caliente, se utiliza tiza blanca en polvo para que el caucho extruido no se adhiera a otras superficies.

#### b) Requerimientos energéticos de la planta

Se realizó el levantamiento de información de los consumos anuales de cada una de las fuentes de energía. La planta compra energía eléctrica al distribuidor de electricidad de la zona norte de Lima – Edelnor, en el caso de los combustibles utiliza para sus procesos térmicos petróleo industrial y en menor volumen gas licuado de petróleo. Se realiza la conversión de las unidades de KWh y galones a unidades de energía (MJ) utilizando el factor de conversión correspondiente (ver Tabla 14).

Fuente de energía	Cantidad	Unidad	Factor de conversión	Contenido energético (MJ)
Electricidad	1,180,980	KWh	3.6 MJ/KWh	4,251,528
Petróleo Industrial N°6	9,836.6	gal	150.7 MJ/gl	1,482,371
GLP	5,637.4	gal	101.4 MJ/gl	571,635

Tabla 14: Estimación anual del consumo energético de la planta de cauchos  
Elaboración propia

Se elabora otra tabla que muestre la información de los costos estimados por fuente de energía. Para el caso de la facturación de electricidad se consideran los cargos por energía activa, cargos de potencia por generación y cargos de potencia por distribución, el detalle de estos costos se verá más adelante. El costo del petróleo industrial es de 8 soles/galón y el costo del GLP es de 7 soles/galón (ver Tabla 15).

Fuente de energía	Cantidad	Unidad	Costo Unitario	Costos energéticos (soles)
Electricidad	1,180,980	KWh	son 3 cargos	390,547
Petróleo Industrial N°6	9,836.6	gl	8	78,693
GLP	5,637.4	gl	7	39,462

Tabla 15: Estimación anual de los costos de la planta de cauchos  
Elaboración propia

#### c) Usos energéticos de la planta

Se identificaron las diferentes máquinas y sistemas que utilizan energía en la planta de cauchos y metalmecánica, se clasificaron en dos grupos:

Uso de combustibles:

- Autoclave de 6 x 3.6 mts
- Autoclave jumbo 2.8 x 3.6 mts
- 2 calderos para generar vapor
- Molino Bambury

Uso de electricidad:

- Inyectora americana
- 4 tornos para rectificar y fabricar matrices
- 1 fresa múltiple alemana
- 1 roladora alemana
- 3 compresoras de 250 CFM
- Equipo de arenado
- Equipo de pintura

## 5.4 Diagnostico energético de la planta de cauchos y metalmecánica

#### a) Elaboración de las matrices de energía y costos

Con la información recolectada en la fase anterior se construyen dos matrices: una de consumo de energía y otra de la estructura de costos energéticos.

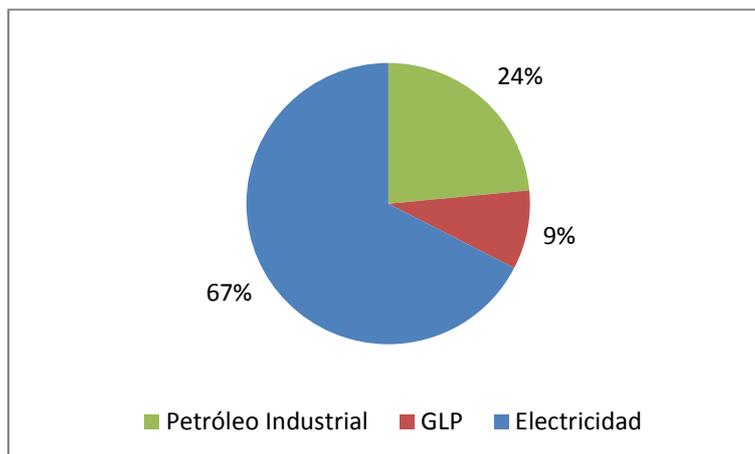


Figura 46: Matriz de consumos de energía (Base 6,306 GJ/año)  
Elaboración propia

En la Figura 46, se visualiza que el mayor consumo de energía en la planta de cauchos y metalmecánica es electricidad (67%), seguido de petróleo industrial (24%) y gas licuado de petróleo (9%).

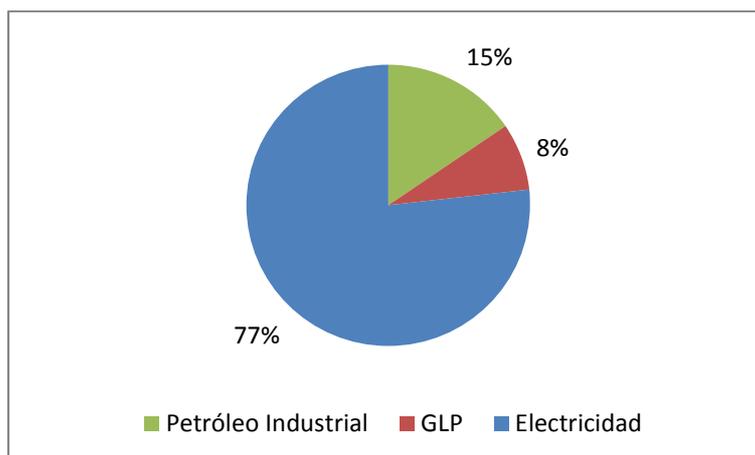


Figura 47: Estructura de costos de energía (Base MS/ 508.7/año)  
Elaboración propia

En la Figura 47, se observa que el mayor gasto de energía es electricidad (77%), en segundo lugar petróleo industrial (15%) y por último gas licuado de petróleo (8%).

b) Determinar el consumo energético de combustibles y electricidad anual

Se consolidó la información del consumo de combustibles y electricidad de la planta de cauchos y metalmecánica para un periodo de doce meses.

En primer lugar se calculó el contenido energético del petróleo industrial, convirtiendo las unidades de volumen a unidades de energía con el factor (1 gal = 150.7 MJ). Luego se considera que los hornos y las cámaras de combustión tienen una eficiencia de 70%,

al multiplicar el consumo de petróleo industrial (MJ) por la eficiencia se obtiene la energía útil (MJ).

<b>Mes</b>	<b>Petróleo Industrial (gal)</b>	<b>Consumo (MJ)</b>	<b>Energía Útil (MJ)</b>
ene	451.0	67,966	47,576
feb	584.1	88,030	61,621
mar	717.3	108,095	75,666
abr	798.6	120,345	84,241
may	931.7	140,409	98,287
jun	998.1	150,420	105,294
jul	1,015.4	153,025	107,118
ago	1,057.3	159,333	111,533
sep	993.3	149,688	104,782
oct	887.3	133,714	93,600
nov	756.7	114,037	79,826
dic	645.7	97,309	68,116

Tabla 16: Consumo de Petróleo industrial en unidades de volumen y energía  
Fuente: Planta de cauchos Elaboración propia

De la Tabla 16, la planta de cauchos y metalmecánica consumió 1,482,371 MJ de petróleo industrial para el año 2014, de esa cantidad solo se convirtió en energía útil 1,037,660 MJ.

También se calculó el consumo energético del GLP, convirtiendo las unidades de volumen a unidades de energía con el factor (1 gal = 101.4 MJ). De la misma forma que el caso del petróleo industrial, las máquinas de combustión tienen una eficiencia de 70%, se multiplica el consumo de GLP (MJ) por la eficiencia para calcular la energía útil (MJ).

Mes	GLP (gal)	Consumo (MJ)	Energía Útil (MJ)
ene	296.7	30,087	21,061
feb	197.9	20,063	14,044
mar	395.6	40,111	28,078
abr	593.4	60,174	42,122
may	395.6	40,111	28,078
jun	494.6	50,150	35,105
jul	593.4	60,174	42,122
ago	692.3	70,198	49,138
sep	593.4	60,174	42,122
oct	395.6	40,111	28,078
nov	593.4	60,174	42,122
dic	395.6	40,111	28,078

Tabla 17: Consumo de gas licuado de petróleo en unidades de volumen y energía  
Fuente: Planta de cauchos Elaboración propia

De la Tabla 17, la planta de cauchos y metalmecánica consumió 571,635 MJ de GLP para el año 2014, de esa cantidad solo se convirtió en energía útil 400,145 MJ.

Sumando el contenido energético del petróleo industrial y el gas licuado de petróleo, se obtiene el consumo energético de combustibles de la planta de cauchos y metalmecánica para un periodo de doce meses (ver Figura 48).

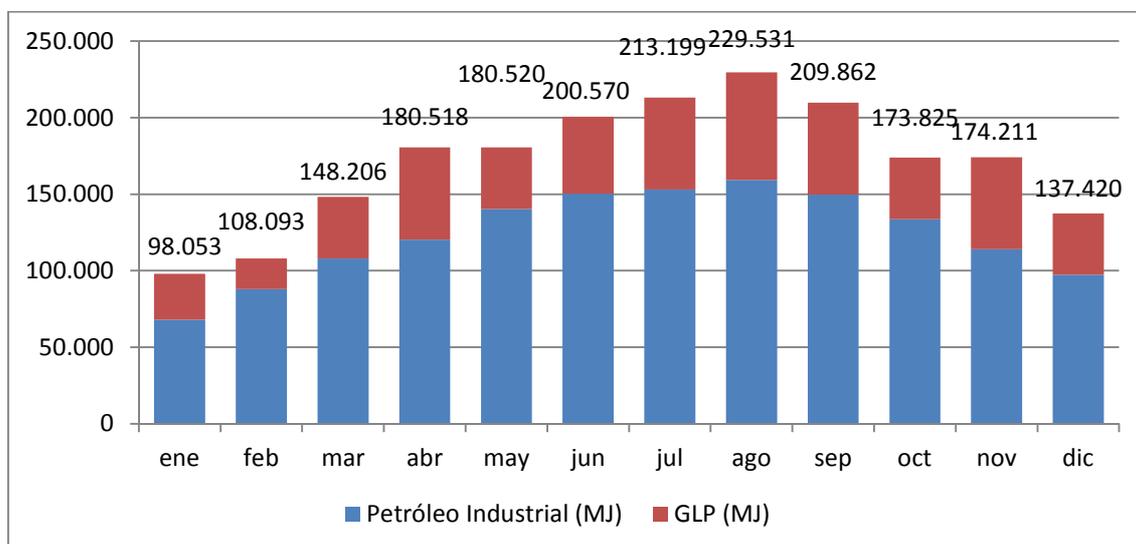


Figura 48: Consumo energético de combustibles de la planta de cauchos

Fuente: Planta de cauchos Elaboración propia

De manera similar, se consolida la información del consumo de electricidad de la planta para un periodo de doce meses, tomando los datos de medición de la empresa distribuidora de electricidad. Para el cálculo de la potencia eléctrica de la planta se considera lo siguiente: la planta trabaja 8 horas al día de lunes a viernes, tomando como base que en el mes hay 22 días operativos, se considera que los equipos de la planta trabajan 176 horas al mes. Dividiendo el consumo de electricidad (KWh) entre las horas que opera la planta al mes, podemos calcular de forma aproximada la demanda máxima de potencia eléctrica en los diferentes meses del año.

<b>Mes</b>	<b>Electricidad (KWh)</b>	<b>Horas de operación</b>	<b>Potencia Eléctrica (KW)</b>
ene	94,800	176	539
feb	96,160	176	546
mar	95,080	176	540
abr	97,400	176	553
may	99,360	176	565
jun	98,000	176	557
jul	102,320	176	581
ago	105,280	176	598
sep	103,360	176	587
oct	100,080	176	569
nov	95,440	176	542
dic	93,700	176	532

Tabla 18: Consumo de electricidad de la planta de cauchos

Fuente: Planta de cauchos Elaboración propia

De la Tabla 18 se puede apreciar que la demanda eléctrica es mayor en los meses de julio a octubre llegando a una demanda máxima de 598 MW en el mes de agosto. Considerando un incremento anual de la demanda energética de la planta de 7% y tomando como base la potencia máxima de 598 MW para el año 2014, con un horizonte de proyección de 10 años, se tiene una potencia máxima de 1176 MW. Este valor será de utilidad para el diseño del sistema de cogeneración.

c) Determinar la línea base de costos energéticos de la planta de cauchos y metalmecánica

Se desarrollara una línea base de costos que represente los gastos por consumo de energía de la planta de cauchos y metalmecánica para un periodo de doce meses, antes de la conversión a suministro de gas natural y tecnología de cogeneración.

Se calculan los costos mensuales del petróleo industrial multiplicando el consumo energético por el costo unitario (0.053 soles/MJ), también se calculan los costos mensuales del GLP de la misma forma utilizando el costo unitario (0.069 soles/MJ).

Mes	Petróleo Industrial (S/)	GLP (S/)	Costos Combustibles (S/)
ene	3,608	2,077	5,685
feb	4,673	1,385	6,058
mar	5,738	2,769	8,507
abr	6,389	4,154	10,543
may	7,454	2,769	10,223
jun	7,985	3,462	11,447
jul	8,123	4,154	12,277
ago	8,458	4,846	13,304
sep	7,946	4,154	12,100
oct	7,098	2,769	9,867
nov	6,054	4,154	10,208
dic	5,166	2,769	7,935
<b>TOTAL</b>	<b>78,693</b>	<b>39,462</b>	<b>118,155</b>

Tabla 19: Costos de combustibles de la planta de cauchos  
Fuente: Planta de Cauchos Elaboración propia

De la Tabla 19 se tiene que el costo anual de los combustibles que se utilizan en la planta de cauchos y metalmecánica asciende a un monto de S/ 118,155.

Para poder calcular los costos por consumo de energía eléctrica se necesitan los datos de consumo de potencia y energía activa durante el año 2014. Las tarifas que se aplican para la facturación de electricidad son en Horas Fuera de Punta (HFP), ya que la planta trabaja en el horario de 8:00 a 17:00 horas. El periodo de Horas Punta comprende entre las 18:00 a 23:00 horas.

La planta de cauchos y metalmecánica pertenece a la opción tarifaria MT4, Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P). Para la facturación eléctrica se tienen los siguientes cargos:

- Cargo fijo mensual: cargo asociado por la lectura del medidor y por los procesos involucrados en la cobranza del recibo eléctrico. (No se considera en esta investigación).
- Mantenimiento y reposición de conexión: Cargo para mantenimiento de la conexión y su reposición al final de la vida. (No se considera en este estudio).
- Cargo por energía activa: es la facturación del consumo de energía activa del periodo de facturación.
- Cargo por potencia activa de generación: cargo de potencia correspondiente al costo de generación.
- Cargo por potencia activa de distribución: cargo que corresponde al costo de la potencia por el uso de las redes de distribución.

Las tarifas que se utilizan para los cálculos son:

- Cargo por energía activa: 0.1578 soles/KWh
- Cargo por potencia activa de generación: 20.09 soles/KW-mes
- Cargo por potencia activa de distribución: 10.34 soles/KW-mes

Mes	Costos de Energía Activa (S/)	Costos de Potencia por Generación (S/)	Costos de Potencia por Distribución (S/)	Total Costos Energía Eléctrica (S/)
ene	14,959	10,821	5,570	31,350
feb	15,174	10,976	5,649	31,800
mar	15,004	10,853	5,586	31,443
abr	15,370	11,118	5,722	32,210
may	15,679	11,342	5,837	32,858
jun	15,464	11,186	5,758	32,408
jul	16,146	11,680	6,011	33,837
ago	16,613	12,017	6,185	34,816
sep	16,310	11,798	6,072	34,181
oct	15,793	11,424	5,880	33,096
nov	15,060	10,894	5,607	31,562
dic	14,786	10,696	5,505	30,986
<b>TOTAL</b>	<b>186,359</b>	<b>134,806</b>	<b>69,383</b>	<b>390,547</b>

Tabla 20: Costos de energía eléctrica de la planta de cauchos

Fuente: Planta de cauchos Elaboración propia

De la Tabla 20 se obtiene el costo anual de la energía eléctrica que utiliza la planta de cauchos y metalmecánica, este monto asciende a S/ 390,547.

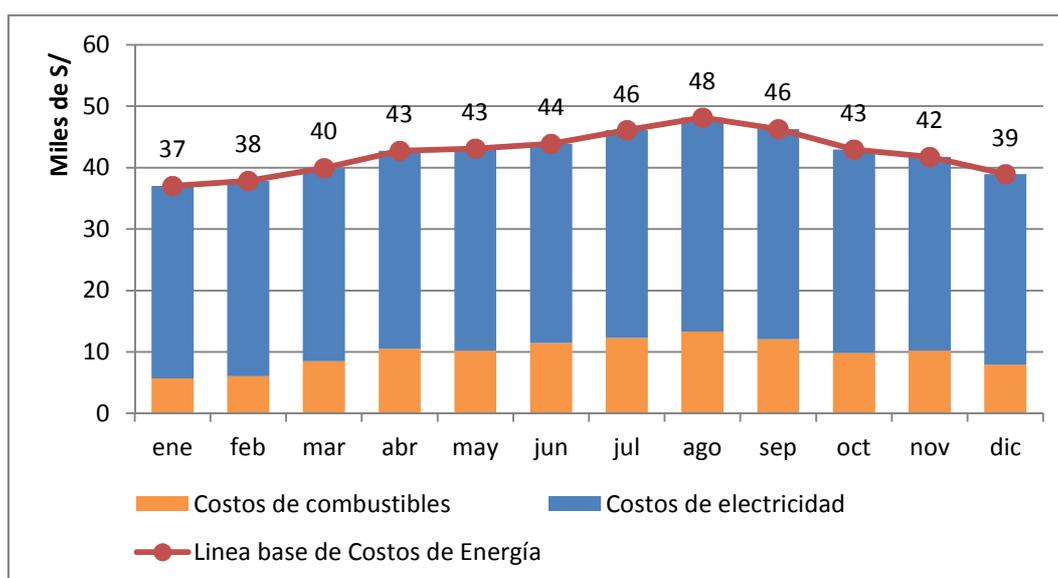


Figura 49: Línea base de costos de energía de la planta de cauchos

Fuente: Planta de cauchos Elaboración propia

Finalmente se calculan los costos energéticos totales de la planta sumando los costos de combustibles más los costos de electricidad, se obtiene la línea base de costos de energía que asciende a una suma de S/ 508,702 (ver Figura 49).

$$\text{Línea base de costos de energía} = \text{Costos de combustibles} + \text{Costos de electricidad}$$

$$\text{Línea base de costos de energía} = \text{S/ } 118,155 + \text{S/ } 390,547$$

$$\text{Línea base de costos de energía} = \text{S/ } 508,702$$

d) Determinar la línea base de emisiones de CO<sub>2</sub> de la planta de cauchos y metalmecánica

En esta etapa se va a utilizar la metodología expuesta en el Capítulo 4, se va a calcular la línea base de emisiones de CO<sub>2</sub> para los combustibles que se utilizan en la planta de cauchos y metalmecánica. Se utilizarán los datos de consumo energético de combustible en MJ y los factores de emisión por tipo de combustible. Para el petróleo industrial se utilizará el factor de emisión 0.077 Kg CO<sub>2</sub> / MJ y para el GLP el factor 0.063 Kg CO<sub>2</sub> / MJ.

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ (Kg)} = \text{Consumo combustible (MJ)} * \text{Factor de emisión} \left( \frac{\text{Kg}}{\text{MJ}} \right)$$

Mes	Emisiones Petróleo Industrial (Kg de CO <sub>2</sub> )	Emisiones GLP (Kg CO <sub>2</sub> )	Línea base de emisiones (Kg CO <sub>2</sub> )
ene	5,233	1,895	7,129
feb	6,778	1,264	8,042
mar	8,323	2,527	10,850
abr	9,267	3,791	13,057
may	10,812	2,527	13,339
jun	11,582	3,159	14,742
jul	11,783	3,791	15,574
ago	12,269	4,422	16,691
sep	11,526	3,791	15,317
oct	10,296	2,527	12,823
nov	8,781	3,791	12,572
dic	7,493	2,527	10,020

Tabla 21: Línea base de emisiones de CO<sub>2</sub> de la planta de cauchos  
Elaboración propia

Se calculan las emisiones de CO<sub>2</sub> que generan el petróleo industrial y el GLP, luego se suman para calcular la línea base de emisiones (ver Tabla 21). Para el año 2014 esta línea base de emisiones representa 150,156 Kg de CO<sub>2</sub> liberados a la atmósfera.

Línea base de emisiones de GEI = 150,156 Kg de CO<sub>2</sub>

## **5.5 Diseño del sistema de conexión con GN y sistema de cogeneración**

En el diseño del sistema de conexión para suministro de gas natural se considera lo siguiente:

- Construcción de una tubería de acero sin costura de 8 pulg SCH 80: esta tubería operara a media presión (19 bar). Su recorrido será desde una ERP – MP hasta una ERP – BP.
- Estación de regulación y medición – Baja presión: esta estación comprende dos reguladores de presión, una válvula de seguridad, un medidor rotatorio, y filtros con by-pass. Aquí se regula la presión de 19 bar a 10 bar.
- Instalaciones internas de la planta: comprende el sistema de tuberías, conexiones, válvulas y otros componentes que van desde la Estación de regulación de presión y medición hasta la entrada del Sistema de cogeneración.

El monto estimado de la inversión del sistema de conexión con gas natural desde la red principal a la planta de cauchos y metalmecánica es de S/ 100, 000.

Por otra parte, para el diseño del sistema de cogeneración se necesita calcular la demanda de potencia eléctrica máxima de la planta de cogeneración y los requerimientos de calor.

Se evaluara y seleccionara desde el punto de vista técnico la tecnología que mejor se adapte a los requerimientos energéticos de la planta de cauchos y metalmecánica. Se tomaran en cuenta para evaluación dos tecnologías: un sistema con motor de combustión interna y un sistema con turbina a gas.

### Evaluación y selección de tecnología adecuada

- A) Motor de combustión interna + recuperador de calor: esta tecnología permitirá generar electricidad en primera instancia mediante una máquina generadora a gas con motor de combustión interna, Caterpillar modelo CG 170-12. La energía residual de los gases de escape entraran a un recuperador de calor para generar vapor y agua caliente para los procesos de la planta y venta de excedentes.
- B): Turbina a gas + recuperador de calor: este sistema producirá electricidad mediante un generador acoplado a una turbina a gas, Solar Turbines modelo Saturn 20. Los gases residuales de la turbina serán utilizados para generar vapor y agua caliente para los procesos de la planta y venta de excedentes.

Se procederá a evaluar y elegir la tecnología del generador de potencia eléctrica (ver Tabla 22).

<b>Descripción</b>	<b>Tecnología A</b>	<b>Tecnología B</b>
Tipo de tecnología	Motor de combustión	Turbina a gas
Fabricante	Caterpillar	Solar Turbines
Modelo	CG170-12	Saturn 20
Potencia eléctrica	1200 KW	1210 KW
Eficiencia eléctrica LHV	43.70%	30.00%
Entrada de combustible (MMBtu/hr), HHV	11.1	16.9
Flujo de salida (lbs/sec)	3.8	14.4
Temperatura de salida (°C)	425	505

Tabla 22: Tecnologías propuestas para el sistema de cogeneración  
Elaboración propia

Se realiza un análisis de la eficiencia eléctrica y potencia de las dos tecnologías propuestas para el sistema de cogeneración. En la Figura 50 podemos observar que los Motores de combustión interna tienen mayor eficiencia eléctrica que las Turbinas a Gas y trabajan en un rango de potencia de 5 KW hasta 10 MW.

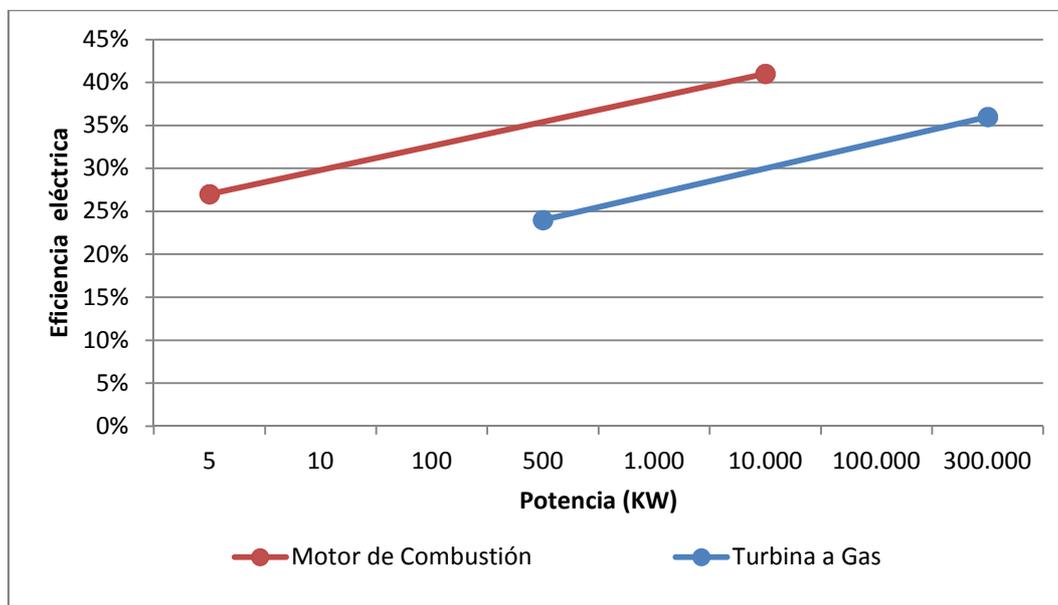


Figura 50: Eficiencia eléctrica vs Potencia  
Elaboración propia

Las Turbinas a Gas a pesar de que tiene menor eficiencia eléctrica, entregan mayor potencia en un rango de 500 KW a 300 MW. Esta tecnología es usada en grandes industrias y proyectos de cogeneración en gran escala, como por ejemplo la Planta de cogeneración de Huachipa a cargo de la empresa Illapu Energy que cuenta con una potencia instalada de 13.6 MW.

Para este proyecto se seleccionó la tecnología de Motor de combustión interna por tener alta eficiencia eléctrica y porque el requerimiento de potencia es bajo (1200 KW).

## 5.6 Evaluación del proyecto de eficiencia energética y medición de resultados

### a) Evaluación de la reducción de costos

Se probó la primera hipótesis específica: Los costos de energía de las industrias que utilicen cogeneración con gas natural para sus procesos serán menores frente al escenario de compra de electricidad y uso de diesel, GLP o petróleos industriales.

- Línea base de costos: 508,702 soles

Para el cálculo de los costos con GN, en primer lugar se debe calcular el consumo de GN en MMBtu para un periodo de doce meses. La tasa de entrada de GN al sistema de cogeneración es directamente proporcional a la demanda de potencia que requiere la planta cada mes, las horas de operación por mes son 176. Los cálculos del consumo de GN se muestran en la Tabla 23.

$$\text{Consumo de GN (MMBtu)} = \text{Tasa de entrada GN} \left( \frac{\text{MMBtu}}{\text{hr}} \right) * \text{Horas de operación (hr)}$$

Mes	Entrada GN (MMBtu/hr), HHV	Horas de operación	Consumo de GN (MMBtu)
ene	4.99	176	878
feb	5.06	176	890
mar	5.00	176	880
abr	5.12	176	902
may	5.23	176	920
jun	5.16	176	907
jul	5.38	176	947
ago	5.54	176	975
sep	5.44	176	957
oct	5.27	176	927
nov	5.02	176	884
dic	4.93	176	868

Tabla 23: Consumo de GN para un periodo de doce meses  
Elaboración propia

Si se considera que para producir 1 MMBtu se requiere de 26.3 m<sup>3</sup> de gas natural, la mínima demanda se da en el mes de diciembre y equivale 22,818 m<sup>3</sup>. La empresa de cauchos y metalmecánica se encuentra en la categoría tarifaria C, con un consumo entre 17,501 a 300,000 m<sup>3</sup>/mes. Le corresponde un precio de 5.4 \$/MMBtu, convertido en soles se tiene que la tarifa de gas natural es 16.092 soles/MMBtu.

Una vez calculado el consumo de GN se multiplica por el costo unitario del GN 16.092 soles/MMBtu, de esta manera se obtienen los costos con sistema de cogeneración y GN para un periodo de doce meses en la planta de cauchos y metalmecánica. Los resultados se muestran en la Tabla 24.

Mes	Consumo de GN (MMBtu)	Costo GN (soles/MMBtu)	Costos con Cogeneración y GN (soles)
ene	878	16.092	14,126
feb	890	16.092	14,328
mar	880	16.092	14,167
abr	902	16.092	14,513
may	920	16.092	14,805
jun	907	16.092	14,603
jul	947	16.092	15,246
ago	975	16.092	15,687
sep	957	16.092	15,401
oct	927	16.092	14,912
nov	884	16.092	14,221
dic	868	16.092	13,962

Tabla 24: Costos con cogeneración y GN para un periodo de doce meses  
Elaboración propia

- Costos con GN y Cogeneración: 175,972 soles

Comparando la Línea base de costos con la medición de costos luego de implementar el proyecto de cogeneración con gas natural, se tiene:

- Ahorro de costos de generación de energía: 332,730 soles (ver Figura 51).

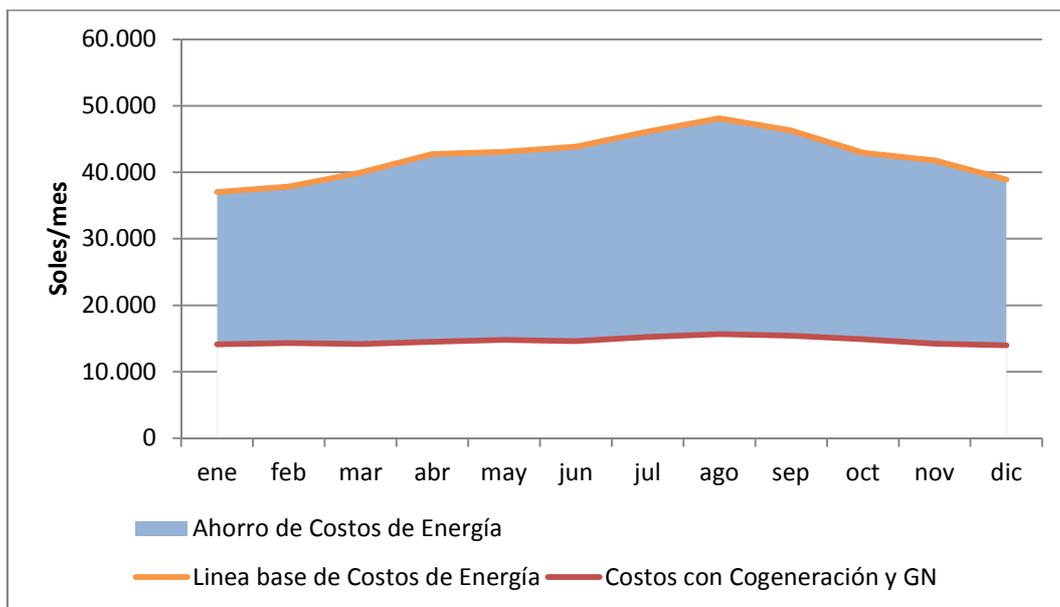


Figura 51: Ahorro de costos energéticos en la planta de cauchos  
Elaboración propia

b) Evaluación de la reducción de emisiones de GEI

Se probó la segunda hipótesis específica: Las emisiones de gases de efecto de invernadero de las industrias que utilicen gas natural serán menores en comparación con el uso de diesel, GLP o petróleos industriales, para los procesos que requieran energía térmica.

- Línea base de emisiones de GEI: 150,156 Kg de CO<sub>2</sub>

Para calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> con gas natural, se multiplica el consumo energético de combustibles (MJ) por el factor de emisión de GN 0.056 Kg de CO<sub>2</sub> / MJ. Los detalles se muestran en la Tabla 25.

<b>Mes</b>	<b>Consumo Combustibles (MJ)</b>	<b>Emisiones GN (Kg CO<sub>2</sub>)</b>
ene	98,053	5,491
feb	108,093	6,053
mar	148,206	8,300
abr	180,518	10,109
may	180,520	10,109
jun	200,570	11,232
jul	213,199	11,939
ago	229,531	12,854
sep	209,862	11,752
oct	173,825	9,734
nov	174,211	9,756
dic	137,420	7,696

Tabla 25: Emisiones de CO<sub>2</sub> con gas natural en la planta de cauchos  
Elaboración propia

Utilizando gas natural para generar la misma cantidad de energía térmica que requiere la planta, las emisiones suman 115,024 Kg de CO<sub>2</sub> liberado a la atmósfera.

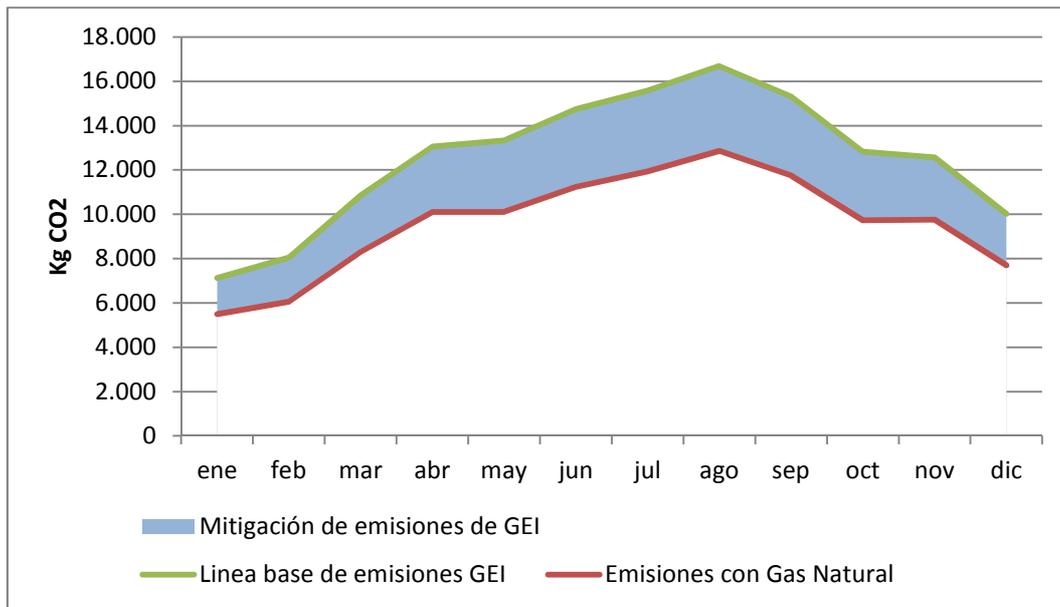


Figura 52: Mitigación de emisiones de GEI en la planta de cauchos  
Elaboración propia

Comparando la Línea base de emisiones de CO<sub>2</sub> con la medición de emisiones luego de la conversión a suministro de gas natural, se tiene que las emisiones se reducen en 35,132 Kg de CO<sub>2</sub> en un año (ver Figura 52).

c) Evaluación de la rentabilidad del proyecto

Se probó la tercera hipótesis específica: La implementación de un proyecto de cogeneración con gas natural es rentable para una empresa industrial.

Para realizar el análisis de la rentabilidad del proyecto de conversión a suministro a gas natural y sistema de cogeneración, en primer lugar se calcula el monto de la inversión total, que comprende la adquisición de equipos del sistema de cogeneración y tuberías de acero para las conexiones de gas natural.

<b>Concepto</b>	<b>Monto (S/)</b>
Sistema de generación de potencia	1,163,318
Recuperador de calor	581,659
Conexiones eléctricas	116,332
Tratamiento de los gases de escape	232,664
<b>Equipos Cogeneración</b>	<b>2,093,972</b>
Conversión a suministro GN	100,000
<b>Inversión Activo Fijo</b>	<b>2,193,971</b>
Capital de trabajo	438,794
<b>TOTAL INVERSION</b>	<b>2,632,766</b>

Tabla 26: Inversión proyecto de cogeneración con gas natural  
Elaboración propia

La Inversión en activo fijo se estima en S/ 2'193,971, el capital de trabajo representa el 20% de la Inversión en activo fijo contabilizando S/ 438,794. La Inversión Total se estima en S/ 2'632,766 (ver Tabla 26). Se financiara el 40% de la inversión con un costo de 10% anual a 5 años.

Se considera que el costo de oportunidad del accionista es de 12% anual.

Se construyó el flujo de caja proyectado a 10 años, con los datos de ahorro de electricidad y combustibles, ventas de energía térmica (vapor y agua caliente), desembolso de deuda, inversión total, costos de gas natural y gastos financieros. Los detalles se muestran en la Tabla 27.

Concepto	0	1	2	3	4	5
Ingresos:	1,053,106	610,091	652,798	698,493	747,388	799,705
Ahorro de electricidad y combustibles		544,242	582,339	623,103	666,720	713,391
Ventas de energía térmica		65,849	70,458	75,390	80,668	86,314
Desembolso de deuda	1,053,106					
Egresos:	2,632,766	466,038	479,214	493,313	508,398	524,539
Inversión Total	2,632,766					
Costos Gas Natural		188,231	201,407	215,506	230,591	246,733
Capital Deuda		172,496	189,746	208,720	229,592	252,552
Gastos Financieros		105,311	88,061	69,086	48,214	25,255
Saldo Neto	-1,579,659	144,053	173,584	205,181	238,990	275,166
Valor Presente	-1,579,659	128,619	138,380	146,044	151,882	156,136
Valor Presente Acumulado	-1,579,659	-1,451,040	-1,312,661	-1,166,617	-1,014,734	-858,598

Concepto	6	7	8	9	10
Ingresos:	855,684	915,582	979,673	1,048,250	1,121,628
Ahorro de electricidad y combustibles	763,328	816,761	873,934	935,110	1,000,567
Ventas de energía térmica	92,356	98,821	105,739	113,141	121,060
Desembolso de deuda					
Egresos:	264,004	282,484	302,258	323,416	346,055
Inversión Total					
Costos Gas Natural	264,004	282,484	302,258	323,416	346,055
Capital Deuda					
Gastos Financieros					
Saldo Neto	591,681	633,098	677,415	724,834	775,573
Valor Presente	299,764	286,382	273,597	261,382	249,714
Valor Presente Acumulado	-558,834	-272,453	1,144	262,526	512,240

Tabla 27: Flujo de caja del proyecto de cogeneración con gas natural  
Elaboración propia

Realizando los cálculos correspondientes se obtiene un VAN de S/ 512,240 por lo que el proyecto de cogeneración con gas natural es rentable. El periodo de recupero de la inversión se da en el año 8.

## CONCLUSIONES

- El uso de Gas natural frente a otros combustibles fósiles permite la reducción de costos energéticos en una planta industrial. La planta de cauchos y metalmecánica podría obtener un ahorro de S/ 332,730 en un año.
- El uso de Gas natural frente a otros combustibles fósiles puede reducir el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero CO<sub>2</sub>, esto se debe a que la mayoría de combustibles fósiles están compuestos de largas cadenas de carbono, mientras que el gas natural está compuesto principalmente de metano que solo cuenta con un carbono.
- Las tecnologías de eficiencia energética como la cogeneración, contribuyen a asegurar el suministro de energía, mediante el uso racional de fuentes no renovables como el gas natural; mejoran la competitividad de las industrias en el país, al reducir sus costos de generación de energía y reducen el impacto ambiental.
- La inversión en proyectos de conversión a suministro de gas natural y proyectos de eficiencia energética como la cogeneración, son rentables para los accionistas. Se genera valor en el ahorro de costos energéticos y en la venta de energía térmica en forma de vapor y agua caliente.

## **RECOMENDACIONES**

- Incentivar el uso de gas natural en el sector industrial y dejar de utilizar para la generación eléctrica. Para la producción de electricidad se deben incrementar los usos de fuentes renovables como hidroenergía, energía eólica, energía solar, etc.
- Difundir sobre la importancia y beneficios de los sistemas de cogeneración para que más industrias implementen estos sistemas en sus plantas de trabajo.
- Capacitar en las industrias sobre las buenas prácticas de ahorro de energía, desde pequeñas acciones como apagar las luminarias de las zonas donde no se trabaje e incentivar un ambiente donde se propongan iniciativas de eficiencia energética.

## BIBLIOGRAFIA

- Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSION). (2015). *Infografía Gasoducto Sur Peruano*. Recuperado de [http://www.proinversion.gob.pe/RepositorioAPS/0/1/JER/SALA\\_PRENSA\\_INFOGRAFIAS/infografias/INFO%20Gasoducto.pdf](http://www.proinversion.gob.pe/RepositorioAPS/0/1/JER/SALA_PRENSA_INFOGRAFIAS/infografias/INFO%20Gasoducto.pdf)
- British Petroleum (2016). *Statistical Review of World Energy 2016*. Recuperado de <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
- Calidda, Gas Natural de Lima y Callao S.A. (2015). *Reporte de sostenibilidad 2014*. Recuperado de <http://calidda.com.pe/inversionistas/>
- Calidda, Gas Natural de Lima y Callao S.A. (2016). *Proceso de conexión industrial*. Recuperado de [http://www.calidda.com.pe/industrial\\_proceso.html](http://www.calidda.com.pe/industrial_proceso.html)
- Campodónico H. (2016). *Petroperú, importaciones y elecciones*. Recuperado de <http://larepublica.pe/politica/771970-petroperu-importaciones-y-elecciones>
- Cengel, Y. & Boles M. (2015). *Termodinámica*. (8va. ed.) México DF: McGraw-Hill Education.
- Cogenera México (2012). *Cogeneración*. Recuperado de <http://www.cogeneramexico.org.mx/menu.php?m=73>
- Darrow, K., Tidball, R., Wang, J. & Hampson, A. (2015). *Catalog of CHP technologies*. Recuperado de [https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/catalog\\_of\\_chp\\_technologies.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies.pdf)
- Energy Information Administration (2013). *World Shale Resource Assessments*. Recuperado de <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- Energy Information Administration (2016). *Glossary*. Recuperado de <https://www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=A>
- Fundación de la energía de la comunidad de Madrid (2010) *Guía de la Cogeneración*. Recuperado de <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-de-la-Cogeneracion-fenercom-2010.pdf>

- Gómez, J. (2009). *Operación de plantas de procesamiento de gas natural* Recuperado de [http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Operacion\\_Plantas\\_Procesamiento\\_de\\_Gas\\_Natural.pdf](http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Operacion_Plantas_Procesamiento_de_Gas_Natural.pdf)
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2006). *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero* Recuperado de <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/vol2.html>
- Marthans J. (2014). *Perú es el único país de la región que no ha explorado el shale gas.* Recuperado de <http://gestion.pe/economia/shale-gas-reduciria-precios-petroleo-y-gas-peru-2092609>
- Ministerio de Energía y Minas (MINEM). (2015). *Plan Energético Nacional 2014-2025.* Recuperado de [http://www.minem.gob.pe/\\_detalle.php?idSector=10&idTitular=6397](http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=10&idTitular=6397)
- Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Eficiencia Energética (MINEM-DGEE). (2015). *Balance Nacional de Energía 2014.* Recuperado de [http://www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=12&idPublicacion=518](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=12&idPublicacion=518)
- Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Hidrocarburos (MINEM-DGH). (2009). *Ventajas del uso de gas natural en la industria.* Recuperado de <http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dgh/publicaciones/gasnatural/gasindustrial.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Hidrocarburos (MINEM-DGH). (2016). *Informe de distribución de gas natural en Lima y Callao.* Recuperado de [http://www.minem.gob.pe/\\_estadisticaSector.php?idSector=5](http://www.minem.gob.pe/_estadisticaSector.php?idSector=5)
- Ortuño, S. (2009). *El mundo del petróleo. Origen, usos y escenarios.* (1era. ed.) México DF: Fondo de Cultura Económica.
- Osinermin – Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (2016). *Boletín Informativo de Gas Natural 2015 - II.* Recuperado de <http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/osinermin-boletin-gas-natural-2015-2.pdf>
- Perupetro S.A. (2016). *Estadística petrolera.* Recuperado de <http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/Perupetro/site/Informacion%20Relevante/Estadisticas/Estadistica%20Petrolera>

Petróleos del Perú S.A. (2013). *Hoja de datos de seguridad de materiales – Petroperú*  
*Petróleo Industrial N° 6*. Recuperado de  
<http://www.petroperu.com.pe/portalweb/archivos/HojaDatosSeguridadPI6-dic2013.pdf>

Ramírez, E. (2005). *Mercado y precios del gas natural en el Perú*. Recuperado de  
<http://www2.osinerg.gob.pe/infotec/gasnatural/pdf/seminario08092005/1.%20osinerg.pdf>

Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A. & García, R. (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del proyecto Camisea*. (2da. ed.) Lima: Osinergmin.

Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A. & De la Cruz, R. (2015). *La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país*. (1era. ed.) Lima: Osinergmin.

Universidad de Sevilla - Departamento de Física Aplicada III (2015). *Ciclo de Carnot*. Recuperado de [http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo\\_de\\_Carnot\\_\(GIE\)](http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_de_Carnot_(GIE))

Universidad de Sevilla - Departamento de Física Aplicada III (2015). *Máquinas térmicas*. Recuperado de [http://laplace.us.es/wiki/index.php/Maquinas\\_termicas\\_\(GIE\)](http://laplace.us.es/wiki/index.php/Maquinas_termicas_(GIE))

## GLOSARIO

BTU	British Thermal Unit
CH <sub>4</sub>	Metano
CNPC	China National Petroleum Corporation
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GE	Generadores Eléctricos
GN	Gas Natural
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuefactado
GNV	Gas Natural Vehicular
GSP	Gasoducto Sur Peruano
KWh	Kilovatio - hora
LGN	Líquidos de Gas Natural
MBIs	Miles de barriles
MBPD	Miles de barriles por día
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MMBPD	Millones de barriles por día
MMBTU	Millones de BTU
MMPC	Millones de pies cúbicos
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
TGP	Transportadora de Gas del Perú
TJ	Tera joules

# ANEXOS

## ANEXO 1: Proceso de conexión de gas natural

