



**Propuesta de utilización del Gas Natural Licuefactado en los camiones  
mineros – Evaluación de beneficios**

**Tesis presentada para cumplir con uno de los requisitos para la  
obtención del grado académico de Maestro en Gestión de la Energía por:**

Efraín Luis Gonzales Titi

Pablo Arnaldo Loayza Quiñones

Ana María More Dávila

Victor Alejandro Rodrigo Simeon Vega

**Programa de la Maestría en Gestión de la Energía**

Lima, 14 de setiembre del 2019



**Propuesta de utilización del Gas Natural Licuefactado en los camiones  
mineros – Evaluación de beneficios**

**Tesis presentada para cumplir con uno de los requisitos para la  
obtención del grado académico de Maestro en Gestión de la Energía por:**

Efraín Luis Gonzales Titi -----

Pablo Arnaldo Loayza Quiñones -----

Ana María More Dávila -----

Victor Alejandro Rodrigo Simeon Vega -----

**Programa de la Maestría en Gestión de la Energía**

Lima, 14 de setiembre del 2019

Esta tesis

**Propuesta de utilización del Gas Natural Licuefactado en los camiones  
mineros – Evaluación de beneficios**

Ha sido aprobada.

.....  
Fidel Amésquita Cubillas (Jurado)

.....  
Carlos Aguirre Gamarra (Jurado)

.....  
Edwin Quintanilla Acosta (Asesor)

Universidad ESAN

2019

Expresamos nuestra mayor gratitud y aprecio a nuestro asesor Ingeniero Edwin Quintanilla Acosta, por su constante dedicación y cuidadoso asesoramiento. Sus opiniones nos han servido de guía para la realización del presente trabajo.

Un especial agradecimiento a los Ingenieros Fidel Amésquita Cubillas, Luis Espinoza Quiñones, Víctor Sáenz Apodaca y Erick Ballena Uceda, por compartir con nosotros sus conocimientos y experiencias del Gas Natural Licuado.

Autores de la Tesis

Aun a tu corta edad me has enseñado muchas cosas de esta vida te agradezco por ayudarme a encontrar en lado dulce de la vida. Fuiste mi motivación más grande para concluir con éxito este proyecto de tesis. Gracias, Avril Faviane.

Efraín Luis Gonzales Titi

A Mónica Grace por ser una gran compañera, a mis hijas Dana y Andrea, y a mis padres Florencia y Mario por ser ejemplos de esfuerzo y dedicación.

Pablo Arnaldo Loayza Quiñones

A mis padres Ana María y Elias por el amor y cariño que me demuestra cada día, por ser el mejor ejemplo de perseverancia, y optimismo.

Ana María More Dávila

A mi esposa Janet por su sacrificio y comprensión durante este tiempo.

A mis hijos Víctor y Delia Mikaela, por ser mi motivación e inspiración para superarme en cada momento. A mis padres y hermanos, quienes con su aliento no me dejaban decaer en esfuerzos para seguir adelante. A mis amigos y amigas de Maestría por compartir sus conocimientos y experiencias.

Victor Alejandro Rodrigo Simeon Vega

## INDICE GENERAL

<b>CAPITULO I. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Definición del Problema.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2 Objetivos de la Investigación.....</b>	<b>1</b>
<i>1.2.1 Objetivo General .....</i>	<i>1</i>
<i>1.2.2 Objetivos Específicos .....</i>	<i>2</i>
<b>1.3 Alcances y limitaciones de la Investigación.....</b>	<b>2</b>
<b>1.4 Justificación de la Investigación.....</b>	<b>2</b>
<b>1.5 Contribución .....</b>	<b>3</b>
<b>1.6 Metodología de Investigación .....</b>	<b>4</b>
<b>1.7 Antecedentes de la Investigación.....</b>	<b>4</b>
<b>CAPITULO II. MARCO TEORICO .....</b>	<b>8</b>
<b>2.1 Mercado del Diésel.....</b>	<b>8</b>
<i>2.1.1 Cadena de Comercialización de Combustibles Líquidos.....</i>	<i>8</i>
<i>2.1.2 Balanza comercial del diésel.....</i>	<i>9</i>
<i>2.1.3 Pronostico de la Oferta y la Demanda de diésel .....</i>	<i>10</i>
<b>2.2 Mercado del Gas Natural .....</b>	<b>12</b>
<i>2.2.1 Proyecto Camisea.....</i>	<i>12</i>
<i>2.2.2 Transportadora de Gas del Perú (TGP).....</i>	<i>15</i>
<i>2.2.3 PERU LNG.....</i>	<i>17</i>
<i>2.2.4 Masificación de Gas Natural.....</i>	<i>18</i>
<i>2.2.5 Reservas y recursos de Gas Natural.....</i>	<i>19</i>
<i>2.2.6 Producción y consumo de Gas Natural.....</i>	<i>22</i>
<i>2.2.7 Esquema tarifario del GNL .....</i>	<i>23</i>
<b>2.3 Minería en el Perú.....</b>	<b>24</b>
<i>2.3.1. Principales productos de la minería metálica.....</i>	<i>27</i>
<i>2.3.2 Contribución de la minería al PBI.....</i>	<i>29</i>
<i>2.3.3. Pronósticos de crecimiento de la minería .....</i>	<i>32</i>
<i>2.3.4. Demanda de Diésel para la Minería Nacional .....</i>	<i>34</i>
<b>2.4 Marco Normativo Legal e Incentivos Tributarios .....</b>	<b>36</b>
<i>2.4.1. Política Energética Nacional.....</i>	<i>36</i>
<i>2.4.2. Planificación Energética Nacional .....</i>	<i>37</i>
<i>2.4.3. Incentivos Tributarios en el Sector Energía y Minas.....</i>	<i>37</i>
<b>CAPITULO III. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA.....</b>	<b>39</b>
<b>3.1 Eficiencia Económica .....</b>	<b>39</b>
<b>3.2 Dependencia Energética .....</b>	<b>41</b>
<b>3.3 Sostenibilidad .....</b>	<b>43</b>
<b>CAPITULO IV. USO DE GNL EN LOS CAMIONES MINEROS.....</b>	<b>46</b>
<b>4.1. Sistemas de conversión para los camiones mineros .....</b>	<b>46</b>
<i>4.1.1 Sistemas Dual Fuel.....</i>	<i>47</i>
<i>4.1.2 Elección de equipo minero en operación de tajo abierto a estudiar. ....</i>	<i>48</i>
<i>4.1.3 Uso de GNL en camiones mineros en el Mundo. ....</i>	<i>49</i>
<i>4.1.4 Soporte técnico y comercial para uso de GNL certificado .....</i>	<i>49</i>
<b>4.2 Proyecto Planta Satélite en la Unidad Minera .....</b>	<b>51</b>
<i>4.2.1. Abastecimiento a la Planta Satélite .....</i>	<i>53</i>
<i>4.2.2. Almacenamiento en la Planta Satélite .....</i>	<i>56</i>
<i>4.2.3. Despacho de la Planta Satélite .....</i>	<i>59</i>

4.3. Responsabilidad social en la planta satélite de la mina .....	61
<b>CAPITULO V. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA .....</b>	<b>63</b>
5.1 Selección de la mina .....	63
5.2 Tasa de descuento (COK).....	64
5.3 Variables .....	64
5.3.1 <i>Demanda de diésel y GNL</i> .....	64
5.3.2 <i>Precio del diésel</i> .....	65
5.4 Precio del GNL .....	67
5.5 Precio del cobre .....	68
5.6 Análisis de sensibilidad .....	70
5.6.1 <i>Sensibilidad precio del GNL</i> .....	70
5.6.2 <i>Número de camiones convertidos por año y variaciones en el precio del diésel</i> .....	71
5.6.3 <i>Precio del GNL y precio del diésel</i> .....	72
5.7 Escenarios del WTI.....	73
5.8. Simulación Montecarlo.....	75
5.9 Micro planta de licuefacción .....	77
<b>CAPITULO VI. EVALUACION DE BENEFICIOS .....</b>	<b>82</b>
6.1 Ventajas competitivas para el sector minero.....	82
6.2 Impacto positivo en la Balanza Comercial .....	83
6.3 Sostenibilidad .....	87
<b>CAPITULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>89</b>
7.1 Conclusiones .....	89
7.2 Recomendaciones.....	91
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>93</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>98</b>

## Lista de Tablas de Los Capítulos

Tabla 2.1 Clasificación de Reservas .....	19
Tabla 2. 2 Reservas de los principales metales en Perú y posición a nivel mundial .....	25
Tabla 2.3 Producción Minera Metálica del Perú y Posición en Latinoamérica y el Mundo .....	27
Tabla 2.4 Producción de Cobre por Unidad Minera 2015-2018 (TMF) .....	28
Tabla 2.5 PBI de la minería metálica (millones de S/ 2007).....	30
Tabla 5.1 Tasa de Descuento COK .....	64
Tabla 5.2 Consumo de diésel por modelo de camión.....	65
Tabla 5.3 Consumo Diario de Diésel .....	65
Tabla 5.4 Precio estimado del diésel para el departamento de Apurímac .....	66
Tabla 5.5 Precio estimado del diésel para el Departamento de Apurímac .....	67
Tabla 5.6 Precio del Cobre.....	68
Tabla 5.7 Flujo de caja diferencial (expresado en miles de dólares americanos).....	69
Tabla 5.8 Sensibilidad VAN ante variaciones en el precio del GNL .....	71
Tabla 5.9 Sensibilidad VAN ante variaciones en el precio del GNL (miles de US\$).....	71
Tabla 5.10 Sensibilidad del VAN ante variaciones en el precio del diésel y el precio del GNL ...	72
Tabla 5.11 Estimación del precio promedio anual del diésel .....	74
Tabla 5.12 Sensibilidad del VAN .....	74
Tabla 5.13 Sensibilidad del TIR.....	75
Tabla 5.14 Ingresos del Inversionista en ( Millones de dólares).....	79
Tabla 6.1 Ahorro Anual por Flota y Unidad minera ( \$ / Unidad Minera / año) .....	82
Tabla 6.2 Ahorro Anual por tipo de camión minero (\$ / camión minero / año).....	83
Tabla 6.3 Volumen de Diésel a Sustituir por Flota y Unidad minera (Bls / Unidad Minera / año)	84
Tabla 6.4 Balanza Comercial 2018.....	85
Tabla 6.5 Reducción de emisiones de CO2 por unidad minera (TM/año).....	88

## Lista de Figuras de los Capítulos

Figura 1.1 Metodología de investigación.....	4
Figura 2.1 Proyectos Upstream 2019-2020.....	8
Figura 2.2 Capacidad Instalada De Refinación Perú.....	9
Figura 2.3 Balanza Comercial crudo 2017-2018 (MBPD).....	10
Figura 2.4 Balance Oferta – Demanda diésel 2014-2018 (MBPD).....	10
Figura 2.5 Predicciones de producción de petróleo de Perú al 2030.....	11
Figura 2.6 Demanda de Productos Refinados en Perú (MMtoe), 2000 -2030 .....	11
Figura 2.7 Lotes, pozos y empresas de los recursos de Camisea .....	13
Figura 2.8 Diseño del Proyecto Camisea .....	15
Figura 2.9 Transporte de Gas Natural Trimestre 2018 Mercado Local.....	16
Figura 2.10 Transporte de Gas Natural por Sector 2018 Mercado Local.....	16
Figura 2.11 Ventas Mensuales en 2018 (No. de embarques por destino) .....	18
Figura 2.12 Avances en la Masificación del Gas Natural .....	19
Figura 2.13 Reservas de Gas Natural en el Perú .....	20
Figura 2.14 Reservas Probadas .....	20
Figura 2.15 Reservas Probables y Posibles .....	21
Figura 2.16 Recursos Contingentes (1C) y Prospectivos de Gas Natural Fase de Exploración.....	21
Figura 2.17 Producción Anual de Gas Natural por Lotes .....	22
Figura 2.18 Volumen de GN Distribuido por Segmentos de Demanda .....	22
Figura 2.19 Tarifas Vigentes desde el 01 de Agosto del 2019.....	23
Figura 2.20 Precio del GNL para Usuario Industrial .....	23
Figura 2.21 Valor de las Reservas Mineras y PBI (Tera US\$) .....	24
Figura 2.22 Valor de las Reservas Mineras (sin Hierro).....	25
Figura 2.23 Valor de las Reservas Metálicas del Perú .....	26
Figura 2.24 Cash Cost de los Principales países Productores de Cobre (US\$/Libra) .....	26
Figura 2.25 Tarifas Eléctricas para Clientes Industriales (cU\$/KWh).....	26
Figura 2.26 producción nacional de Cobre por Región en 2018.....	28
Figura 2.27 Interacciones del Sector Minero en la Economía Peruana.....	29
Figura 2.28 Estructura del Valor de las Exportaciones en el 2018.....	30
Figura 2.29 Inversión Privada Minera y no Minera (% PBI) .....	31
Figura 2.30 Participación del PBI Minero Metálico Según Producto 2018 .....	31
Figura 2.31 Cartera de Proyectos de Construcción de Minas (31-10-2018) .....	32
Figura 2.32 Inversión en Proyectos de Construcción de Mina Según Ubicación.....	33
Figura 2.33 Inversión en Cartera de Proyectos Según el País de origen del Inversionista.....	34
Figura 2.34 Evolución del consumo Interno de Combustible Periodo 2009-2008.....	35
Figura 2.35 Consumo Interno por Tipo de Combustibles .....	35



Figura 2.36 Consumo de combustibles en el sector minero metalúrgico 2009 - 2018 (TJ) .....	35
Figura 2.37 Ingreso Tributario Anual Recaudado Por la SUNAT - Tributos Internos Según Actividad Económica, 200-2018 (Millones de Soles) .....	38
Figura 3.1 Países Productores de Cobre - " Cash Cost " Top 4 ( USD por Libra) .....	40
Figura 3.2 Producción Mundial y Precios del Petróleo (Millones De Barriles Día ) .....	42
Figura 3.3 Precios de GNL, GN.....	43
Figura 3.4 Reducción de Emisión Utilizando GNL vs DIESEL .....	44
Figura 4.1 Desglose de consumo de diesel ANT-2016 .....	48
Figura 4.2 Componentes Del Sistema Dual Fuel EVO-MT® .....	50
Figura 4.3 Camiones Convertidos PGN Omnitek .....	51
Figura 4.4 Cadena de Valor GNL para minería .....	52
Figura 4.5 Aspectos Económicos GNC vs GNL vs Ductos (para 9 MMPCD).....	53
Figura 4.6 Gasoducto Virtual de GNL .....	54
Figura 4.7 Cargadero de Camiones de GNL en PLNG .....	55
Figura 4.8 Tanque Criogénico GNL .....	57
Figura 4.9 Tanque de Almacenamiento Horizontal (GNL).....	58
Figura 4.10 Vaporizador (PPR).....	59
Figura 4.11 Sistema SCADA en PSR .....	60
Figura 4.12 Distribución móvil de GNL para camiones mineros .....	60
Figura 4.13 Planta Satélite de GNL ( PSR).....	61
Figura 4.14 Costo Instalación Gas Natural .....	62
Figura 5.1 Precio del Diésel B5 (US\$/Galón) Departamento de Apurímac.....	66
Figura 5.2 Precio del WTI y Estimación del Precio del Diésel Para el Departamento de Apurímac .....	67
Figura 5.3 Evolución de los precios de los combustibles.....	68
Figura 5.4 Sensibilidad VAN Ante Cambios en el Precio GNL .....	70
Figura 5.5 Sensibilidad del VAN por Escenarios.....	73
Figura 5.6 Distribución del precio diario del WTI.....	75
Figura 5.7 Simulación Montecarlo.....	76
Figura 5.8 Simulación Montecarlo.....	76
Figura 5.9 Simulación Montecarlo.....	77
Figura 5.10 VAN del inversionista y del minero .....	80
Figura 6.1 VAN Evolución del PBI del Perú ( Millones de S/.) .....	86
Figura 6.2 Balanza comercial del Perú ( Millones de S/.).....	87

## Lista de Anexos

ANEXO I Marco Normativo Legal: Sector Hidrocarburos, Gas Natural y Sector Minería.....	98
ANEXO II Costos Planta Satélite de regasificación “Tambo” .....	109
ANEXO III Seguridad en la planta satélite de la mina .....	113
ANEXO IV Ventajas competitivas para el sector minero.....	122
ANEXO V Impacto positivo en la Balanza Comercial.....	125
ANEXO VI Sostenibilidad.....	127
ANEXO VII Cronograma de instalación de kits de conversión en Las Bambas .....	128
ANEXO VIII Componentes del kit de conversión GFS CORP con tecnología Dual – Fuel aplicado en camiones mineros.....	129
ANEXO IX Sistema Inyección Directa a Alta Presión (HPDI).....	138

## Lista de Figuras de Anexos

Figura A. 1 Viviendas Particulares con ocupantes presentes por número de hogares , según provincia 1993-2007.....	110
Figura A. 2 Componentes del gasto mensual en gas natural ( tarifas al 1° de noviembre 012) ...	110
Figura A. 3 Capacidad de tanque almacenamiento GNL .....	111
Figura A. 4Planta Satélite GNL .....	111
Figura A. 5 Costo de instalación de planta satélite de GNL .....	112
Figura A. 6 Reglamento de Seguridad para Almacenamiento de Hidrocarburos.....	114
Figura A. 7 EVO-MT® Conector Rápido de Combustible (GNL .....	129
Figura A. 8 GFS EVO-MT® de Mezcla Aire/Gas Integrado .....	130
Figura A. 9 EVO-MT® Modulo y Sensor de Detonación Cero.....	130
Figura A. 10 EVO-MT® Sistema de Almacenamiento de GNL .....	131
Figura A. 11 EVO-MT® Sistema de Almacenamiento de GNL Para Camiones de transmisión mecánica FSM's.....	132
Figura A. 12 EVO-MT® Sistema de Almacenamiento de GNL Para Camiones de Transmisión Eléctrica FSM's .....	133
Figura A. 13 EVO-MT® Unidad de Control Electrónico (ECU) .....	133
Figura A. 14 EVO-MT® Medidor de Flujo de Combustible Diésel.....	134
Figura A. 15 EVO-MT® Medidor de Flujo de Combustible GNL.....	134
Figura A. 16 EVO-MT® Detector de Gas Metano .....	135
Figura A. 17 EVO-MT® Parada de Emergencia .....	135
Figura A. 18 EVO-MT® Interfaz de Usuario .....	136
Figura A. 19 Componentes del Sistema HDPI 2.0.....	139
Figura A. 20 Motor Gas Natural Cummins Wesport .....	140

## Lista de Tablas de Anexos

Tabla A. 1 Provincias del departamento de Apurimac.....	109
Tabla A. 2 Inventario de camiones mineros en operación en tajo abierto por unidad minera.....	122
Tabla A. 3 Consumo de Diésel ( Litros/hora) por modelo de camión minero .....	122
Tabla A. 4 Ahorro al sustituir diésel por GNL en camiones mineros por unidad minera en (\$/año) .....	123
Tabla A. 5 Tabla A. 4 Ahorro al sustituir diésel por GNL en camiones mineros por modelo de camión en (\$/año).....	124
Tabla A. 6 Diesel a sustituir por unidad minera (Bls/ Año).....	125
Tabla A. 7 Impacto en Balanza Comercial .....	126
Tabla A. 8 Reducción en las emisiones de CO2 (TM/año).....	127
Tabla A. 9 Cronograma tentativo de Instalación de kit de conversión en camiones mineros en unidad minera las bombas .....	128
Tabla A. 10 Características de Seguridad Activa y Pasiva .....	136

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

### **Barril Equivalente de Petróleo (BEP)**

Unidad de referencia energética caracterizada por reflejar el contenido energético bruto de Un Barril Standard de petróleo. 1 BEP = 5.8 Millón de BTU = 1.462 Giga caloría = 1700 kWh = 6.12 GJ.

### **BTU (British Thermal Unit)**

Unidad Térmica Británica definida como la cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura de una Libra de Agua un grado Fahrenheit. 1 MMBTU=1 millón de BTU.

### **Cadena del Gas Natural (CGN)**

Conjunto de instalaciones que permiten el transporte, distribución y almacenaje del gas natural.

### **Cadena del GNC**

Instalación adicional a la CGN, necesaria para el uso del GNC en vehículos. Condensados (líquidos) del gas natural Hidrocarburos que existen como vapor en los reservorios de gas natural, y que condensan a líquidos cuando su temperatura y presión decrecen cuando el gas seco es producido. En el caso del gas natural se incluye en esta categoría al Propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), Butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>), Pentano (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>) y otros hidrocarburos más pesados.

### **Camiones Mineros**

Camión minero, volquete minero, yucle, camión de acarreo pesado o haul truck: denominado así en inglés, es un vehículo todoterreno, de volteo, volquete de chasis rígido, específicamente diseñado para ser usado en la explotación minera a gran escala o para trabajos extremadamente pesados en construcción.

Las consideraciones para la selección del modelo adecuado para una operación minera se basan en la estimación inicial de la producción de roca (mineral y desmonte) requerida a nivel anual, mensual, diario y horario; las características de la roca a ser acarreada tales como densidad, esponjamiento, granulometría, dureza, agresividad y

pegajosidad. Además, hay que considerar factores como el efecto de la altitud sobre el rendimiento de los motores, si las temperaturas son extremas, la presencia de lluvias o heladas, las longitudes de acarreo, pendientes y dimensiones y condiciones de la superficie de acarreo y su mantenimiento, el lugar de descarga, y la compatibilidad con las unidades de carga sean estas sean palas, excavadoras hidráulicas o cargadores frontales.

Los camiones mineros llamados también camiones rígidos se utilizan para el transporte de materiales tales como (carbón, roca de voladura). Su capacidad va desde 120 toneladas hasta 400 toneladas a más, para casos especiales de gran minería. La potencia de los camiones mineros se consigue con motores diésel con impulsión mecánica o eléctrica. Pueden descargar en rellenos, vías o tolvas, pero se recomienda en vías que puedan mantenerse en buenas condiciones y donde exista poco lodo. Presenta una gran estabilidad y confort para el operador, debido a su bajo centro de gravedad, su suspensión hidroneumática, la longitud de su chasis y el ancho entre ruedas.

### **Diésel**

Es el combustible líquido que se usa en los motores Diésel. El tipo más común de combustible diésel es el petrodiesel, que resulta de la destilación fraccionada del petróleo crudo, pero se están desarrollando cada vez más alternativas que no se derivan del petróleo, como el biodiesel o FAME (Fatty-acid methyl ester) que se obtiene a partir de aceite vegetal o grasa animal mediante el proceso de transesterificación alcalina con metanol. También existe el diésel sintético, que se puede producir a partir de cualquier material carbonoso, incluida la biomasa, el biogás, el gas natural, el carbón y muchos otros. La materia prima se gasifica en gas de síntesis, que después de purificarse se convierte mediante el proceso de Fischer-Tropsch en un diésel sintético. El proceso generalmente se conoce como biomasa a líquido (BTL), gas a líquido (GTL) o carbón a líquido (CTL), dependiendo de la materia prima utilizada. El diésel sintético parafínico generalmente tiene un contenido de azufre casi nulo y un contenido muy bajo de aromáticos, lo que reduce las emisiones no reguladas de hidrocarburos tóxicos, óxidos nitrosos y material particulado (PM). El diésel ultra bajo en azufre (ULSD) es un estándar para definir el combustible diésel con contenido de azufre sustancialmente bajo.

## **Gas Natural**

El Gas Natural está compuesto principalmente por cuatro hidrocarburos que permanecen en la fase gaseosa a temperatura ambiente y presión atmosférica. Los principales componentes de las moléculas de carbono son: el metano ( $\text{CH}_4$ ), etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) y butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ). Hidrocarburos con más moléculas de carbono son líquidos en condiciones normales, pero pueden existir en fase gaseosa en el yacimiento como el pentano ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ) que comienza la serie que incluye los condensados. El metano es el componente principal del gas natural, por lo general representa el 70% - 90% del volumen total producido. Si el gas contiene más del 95% de metano se denomina gas seco o pobre y se producen poco o ningún líquido cuando se trae a la superficie. De gases que contienen menos del 95% de metano y más de 5% de las moléculas de hidrocarburos más pesados (propano, etano y butano) a veces se denominan gas rico o gas húmedo. Este gas produce generalmente hidrocarburos líquidos. El gas natural también puede contener componentes no-hidrocarburos como el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ), hidrógeno, nitrógeno, helio y argón. Todas estas impurezas, especialmente los dos primeros, el  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ , deben ser removidos de la corriente del gas natural durante su procesamiento. Los gases con altos niveles de  $\text{H}_2\text{S}$  también se les llaman gases ácidos, en referencia al olor ácido de azufre. Por el contrario, los gases con niveles bajos de  $\text{H}_2\text{S}$  se denominan gases dulces.

## **Gas Natural Comprimido (GNC)**

El gas natural comprimido (GNC) está compuesto principalmente por gas metano ( $\text{CH}_4$ ) almacenado a alta presión, se produce comprimiendo gas natural a menos del 1 por ciento del volumen que ocupa a la presión atmosférica estándar. Se utiliza principalmente como combustible o gas natural vehicular (GNV) en lugar de la gasolina, diésel y GLP, dado que su combustión produce menos gases indeseables y representa una menor amenaza en caso de derrame, ya que es más liviano que el aire y se dispersa rápidamente cuando se libera. Se puede usar biometano, que es biogás limpio y procesado de la digestión anaeróbica de los residuos orgánicos. El GNC se almacena y distribuye en recipientes cilíndricos o esféricos a altas presiones, habitualmente entre 200 y 250 bares (20–25 MPa o 2,900–3,600 psi), según la normativa de cada país. Se estima que la densidad de energía volumétrica del GNC es

del 42 por ciento de la del gas natural licuado (porque no está licuada) y del 25 por ciento de la del combustible diésel.

### **Gas Natural Licuado (GNL)**

El Gas Natural Licuado (GNL) se obtiene mediante un proceso de licuefacción, que enfría el gas natural a  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$  para convertirlo en un líquido incoloro e inodoro, y a su vez no tóxico ni corrosivo. Con este procedimiento el volumen del gas se reduce 600 veces reduciendo sus costos de transporte al ocupar menos espacio en los barcos metaneros y cisternas criogénicas.

El GNL es un combustible fósil con menor impacto ambiental, ya que la alta relación hidrógeno-carbono de su composición permite que, en caso de fuga o derrame, el gas se disipe rápidamente en el aire, sin contaminar el agua ni el suelo. Además, contribuye a la reducción de emisiones (Dióxido de carbono en 20-30%, Óxido de Nitrógeno en 60-80% y cero compuestos de azufre); por lo tanto, aumentado su consumo como sustituto de otros combustibles convencionales se van a generar menos gases de efecto invernadero que afectan a la atmósfera.

Dado estas ventajas y considerando las reservas de gas natural, el GNL se transforma en el combustible de mayor crecimiento y preferencia a nivel mundial. Asimismo, en los últimos años se han desarrollado múltiples tecnologías para recuperar gas natural desde fuentes no convencionales, como gas de esquisto, gas de arenas compactas y gas metano de carbón. Según informe de la IEA (Agencia Internacional de Energía) se prevé que la participación del gas natural en la matriz energética mundial sea del 25% hacia el 2035.

### **Hidrocarburos**

Componente químico – orgánico formado por carbono e hidrógeno, que se encuentra en fase sólida, líquida o gaseosa. La estructura molecular varía desde lo simple (metano) hasta lo más pesado y complejo.

### **Líquidos de Gas Natural**

Los Líquidos del Gas Natural (LGN) o Condensados como también se les conoce son los componentes más pesados que el metano y que se encuentran junto al gas natural, estos componentes de gas natural que son líquidos en superficie o en



instalaciones de campo o en plantas de procesamiento de gas son extraídos por los operadores de yacimientos de gas natural. El etano, propano, normal butano, isobutano y la llamada gasolina natural se encuentran formando parte del gas natural en diversos yacimientos alrededor del mundo; sin embargo, son moléculas de carbono suspendidas dentro del gas. Los condensados se producen en las plantas de procesamiento de gas natural y se suelen transportar mediante poliductos hacia las plantas de fraccionamiento. Los condensados se dividen en etano, Gas Licuado de petróleo (mezclas de propano y butano), propano, butano, isobutano y gasolina natural. Todos los gases naturales tienen siempre alguna cantidad de líquidos, a veces se les puede recuperar económicamente, a veces esto no es posible. Algunas veces los líquidos deben ser retirados del gas para cumplir una especificación de transporte (el poder calorífico, por ejemplo). Asimismo, el gas debe ser limpiado (procesado) para retirarle impurezas.

### **Minería Superficial o de Tajo Abierto**

Se llaman minas a cielo abierto, y también minas a tajo (o rajo) abierto, a las explotaciones mineras que se desarrollan en la superficie del terreno, a diferencia de las subterráneas, que se desarrollan bajo ella.

Para la explotación de una mina a cielo abierto, a veces, es necesario excavar, con medios mecánicos o con explosivos, los terrenos que recubren o rodean la formación geológica que forma el yacimiento. Las minas a cielo abierto son económicamente rentables cuando los yacimientos afloran en superficie, se encuentran cerca de la superficie, con un recubrimiento pequeño o la competencia del terreno no es estructuralmente adecuada para trabajos subterráneos (como ocurre con la arena o la grava). Los principales tipos de minas a cielo abierto son: canteras o quarrings, tajo abierto u Open Pit, minería de transferencia y aluviones o placeres.

### **Petróleo Crudo**

Mezcla de hidrocarburos que existen en fase líquida en forma natural en los reservorios subterráneos y se mantienen líquidos a la presión atmosférica luego de haber sido refinado.

**Potencia eléctrica**

Relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un momento determinado. La unidad en el Sistema Internacional de Unidades es el vatio o watt (W).

**Producto Bruto Interno (PBI)**

Es una magnitud macroeconómica que expresa el valor monetario de la producción de bienes y servicios de demanda final de un país (o una región) durante un período determinado (normalmente de un año).

**Inyección directa de alta presión (HPDI).**

Sistema desarrollado en Canadá por Westport Innovations .El sistema se basa en el sistema dual para diesel pero se diferencia en que el gas y el diesel, ambos son inyectados directamente en la cámara de combustión, de manera que la combustión se da como si se estuviera en un motor diesel convencional. Este sistema está siendo extendido y aplicado en toda la región de Norteamérica.

## **EFRAÍN LUIS GONZALES TITI**

Profesional con más ocho (08) años de experiencia en desarrollo de proyectos y mantenimiento Industrial en el sector Minero, Generando valor en el Diseño y Desarrollo de Proyectos, con visión estratégica de negocios en el sector.

Experiencia en Gestión de Mantenimiento, Gestión de Activos, Administración de Contratos, Gestión Estratégica de la comunicación corporativa para logro de objetivos organizacionales, implementación de Buenas prácticas en materia de seguridad, calidad de los procesos, Diseño de planes de bienestar y calidad de vida, acompañamiento en la gestión de cambios Organizacionales

### **EXPERIENCIA PROFESIONAL**

2019 – 2019 **Desarrollo De Proyectos & Mantenimiento Industrial S.A**, constructora de proyectos civiles, eléctricos, mecánicos.

Gerente de Operaciones

2012 – 2019 **Obras con Huarte Lain S.A Sucursal del Perú**, constructora de proyectos civiles, eléctricos, mecánicos con más de cien (100) años con presencia internacional.

Jefe de Mantenimiento y Equipos Industriales.

2011 – 2012 **San Martin Contratistas Generales SAC**, constructora de proyectos civiles, mecánicos con más veintiocho (28) años con presencia internacional.

Supervisor de Mantenimiento

### **FORMACIÓN PROFESIONAL**

2017 – 2019 **Escuela de Administración de Negocios para Graduados–ESAN**  
Magíster en Gestión de la Energía

2004 – 2010 **Universidad Nacional del Altiplano**  
Ingeniero Mecánico Electricista

### **OTROS ESTUDIOS**

Simposio Internacional FUNSEAM (2019 - Universidad de Barcelona - España)

Seminario de Uso del GNL en la Industria y en el sector transporte (2018 - Instituto de Regulación y Finanzas de la Universidad ESAN)

## **PABLO ARNALDO LOAYZA QUIÑONES**

Profesional con más de 10 años de experiencia en Operaciones con Petróleo, Gas y Químicos en Campamentos, Refinerías, Terminales y Plantas.

### **EXPERIENCIA PROFESIONAL**

#### **Depósitos Químicos Mineros**

Empresa asociada al Grupo Odjell de capitales noruegos, el mayor operador de buques para el transporte de líquidos a granel en el mundo y dueño de una amplia cadena de terminales dedicados al manejo y almacenamiento de líquidos a granel.

**Supervisor de Operaciones**

**2017 – Actualidad**

#### **SGS del Perú**

Empresa filial de Sociéte Générale de Surveillance con sede en Suiza, líder en inspección, verificación, ensayos y certificación. Está considerada como referente mundial en calidad e integridad.

**Supervisor Oil, Gas & Chemicals**

**2013 – 2017**

### **FORMACIÓN PROFESIONAL**

ESAN GRADUATE SCHOOL OF BUSSINES

2017 – 2019

Maestría en Gestión de la Energía

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS

2004 – 2010

Ingeniero Químico (5TO SUPERIOR)

### **OTROS ESTUDIOS**

Universidad de Barcelona: Simposio Internacional FUNSEAM

2019

FRI ESAN: Seminario de Uso del GNL en la Industria y en el sector transporte

2018

PerúPetro: IX INGEPET

2018

Atlantic LNG: Liquefied Natural Gas Custody Transfer

2015

SGS Oil, Gas & Chemicals: OGC Standard and Inspection Procedures

2014

## **ANA MARÍA MORE DÁVILA**

Bachiller en Economía de la Universidad del Pacífico. Experiencia en las áreas de Finanzas, Planeamiento Financiero, Presupuesto y Gestión Tributaria de empresas del sector hidrocarburos.

### **EXPERIENCIA PROFESIONAL**

2015 – a la fecha      **Sonatrach Perú Corporation S.A.C.**, empresa que participa en el Consorcio Camisea.

2011 – 2015            **Estudio More Bayona S.A.C.**, empresa dedicada a la asesoría contable, financiera y tributaria en el sector hidrocarburos.

2011 – 2011            **Savia Perú S.A.**, empresa dedicada a la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos.

### **FORMACIÓN PROFESIONAL**

2017 – 2019      **Escuela de Administración de Negocios para Graduados–ESAN**  
Magíster en Gestión de la Energía

2014 – 2015      **Universidad de Lima**  
Postgrado en Tributación

2004 – 2012      **Universidad del Pacifico**  
Bachiller en Economía

### **OTROS ESTUDIOS**

Impuesto a la Renta Empresarial 2013; Club de Contadores. Libros Electrónicos, Thomson Reuters – Caballero Bustamante. Cierre Tributario 2012, Grupo Acropolis – Atrium. Adopción de NIIF; Global Business School (Moore Stephens). Caso Práctico del Impuesto a la Renta Diferido; MLV Contadores. Congreso de Ingeniería de Petróleo 2015; INGEPET. Seminario de Uso del GNL en la Industria y en el sector transporte (2018 - Instituto de Regulación y Finanzas de la Universidad ESAN). IX INGEPET 2018 Sostenibilidad e Innovación para el desarrollo energético (2018 - PeruPetro)

## VICTOR ALEJANDRO RODRIGO SIMEON VEGA

Ingeniero Mecánico Electricista. Experiencia en gestión de activos de plantas de beneficio, minería subterránea y tajo abierto; gestión de ingeniería y proyectos, gestión de calidad de energía e implementación de ERP. Implementador de sistemas OHSAS 18001 e ISO 14001. Gestión y control de presupuestos y contratos.

### EXPERIENCIA PROFESIONAL

2019 – 2019      **Compañía Minera Miski Mayo S.R.L.**, empresa minera no metálica ubicada en la región Piura, productor de concentrado de fosfato elemento esencial para la producción de fertilizantes, el cual es exportado a través de puerto propio.

Gerente de Mantenimiento.

2018 – 2018      **Volcan Compañía Minera S.A.A.**, uno de los mayores productores mundiales de zinc, plomo y plata con operaciones en la sierra central del Perú.

Subgerente de Ingeniería y Proyectos.

2011 – 2017      **Volcan Compañía Minera S.A.A.**, uno de los mayores productores mundiales de zinc, plomo y plata con operaciones en la sierra central del Perú.

Superintendente de Mantenimiento.

2009 – 2010      **Pan American Silver S.A.**, empresa minera productora de plata con operaciones en la sierra norte.

Jefe de Energía y Electricidad.

### FORMACION PROFESIONAL

2017 – 2019      **Escuela de Administración de Negocios para Graduados–ESAN**

Magíster en Gestión de la Energía

2015 – 2015      **PMM Institute Business School** (Unfinished)

Máster en Gestión de Activos Físicos

2008 – 2008      **UNI – Facultad de Economía**

Diplomado en gestión Financiera de Empresas

1992 – 2002      **Universidad Nacional San Agustín de Arequipa**

Ingeniero Mecánico Electricista

## RESUMEN EJECUTIVO

Grado: Maestro en Gestión de la Energía  
Título de la Tesis: Propuesta de utilización del Gas Natural Licuefactado en los camiones mineros – Evaluación de beneficios.  
Autor(es): Gonzales Titi, Efraín Luis  
Loayza Quiñones, Pablo Arnaldo  
More Dávila, Ana María  
Simeón Vega, Víctor Alejandro

### Resumen:

El consumo energético del sector minero se ha incrementado en los últimos años, actualmente representa el 36% del consumo nacional. El uso intensivo del diésel en la cadena de valor de la minería representa una gran oportunidad de brindar eficiencia y sostenibilidad al sector minero mediante la sustitución parcial del diésel por Gas Natural Licuado (GNL) en los camiones mineros. El uso de GNL en las operaciones mineras está acorde a la política energética nacional, puesto que al introducir el GNL en la matriz energética de la minería se generan una serie de ventajas competitivas para el sector minero y el país.

Entre los principales beneficios que se obtienen al sustituir el diésel por GNL, tenemos la eficiencia energética y económica, el impacto positivo en la balanza comercial, la reducción de emisiones contaminantes y del material particulado, la disminución de las enfermedades respiratorias y cardiacas, el aumento del canon y regalías por la mayor producción de gas natural y el impulso a la producción minera por los costos competitivos. Además, al usar GNL en lugar del diésel, existen menores riesgos y peligros asociados a la adulteración, los derrames y el almacenamiento, por ende, mayor seguridad en las operaciones, y desarrollo sostenible. Todo ello va a generar un clima apropiado para dinamizar la economía e impulsar las inversiones en proyectos mineros nuevos y existentes.

Asimismo, en el ámbito de la seguridad energética, la masificación del gas natural en los diversos sectores económicos y productivos disminuye la dependencia energética del país y nos protege de la volatilidad del precio del petróleo crudo y sus derivados a nivel internacional. Además, se mejoran las relaciones con las comunidades y se

mitigan los conflictos sociales, al llevar bienestar a las poblaciones vulnerables mediante un recurso energético que minimiza el impacto ambiental y las externalidades negativas causadas por el consumo del diésel.

El presente trabajo de investigación tiene por finalidad analizar la viabilidad de sustituir el diésel por GNL en los camiones mineros, y evaluar sus beneficios en el ámbito económico y ambiental. En ese sentido, debemos buscar la manera de poner en valor un recurso energético competitivo, eficiente y sostenible, como el gas natural, en los principales sectores económicos del país, como la minería. La metodología utilizada para alcanzar los objetivos trazados consistió en primer lugar, investigar los mercados de diésel y del gas natural para presentar pronósticos de la oferta y demanda de los respectivos mercados; asimismo, se realiza un análisis del sector minero para proyectar el crecimiento del sector y su demanda futura de recursos energéticos.

En segundo lugar, se hace un análisis de la problemática enfocándonos principalmente en la eficiencia económica, la dependencia energética y la sostenibilidad. En tercer lugar, se detallan las principales tecnologías para los sistemas de conversión de los camiones mineros, tales como dual fuel, HPDI y encendido por chispa. También se detalla el funcionamiento de las plantas satélites en las unidades mineras. En cuarto lugar, se realizó la evaluación económica financiera del uso de GNL como sustituto del Diésel en los camiones mineros, y un análisis de sensibilidad con simulación Montecarlo.

Finalmente, se evaluaron los beneficios que se plantearon como objetivos, en términos de ahorro o reducción de costos como sinónimo de ventajas competitivas para el sector minero, el impacto positivo en la balanza comercial, y la sostenibilidad en función de la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Se concluye que una sustitución del diésel por GNL en los camiones mineros de las minas de tajo abierto reportadas, es viable y favorable, desde el punto de vista económico, estratégico y medioambiental, brindando sostenibilidad al sector minero nacional. Se recomienda una diversificación de la matriz energética en el sector minero como punto de partida para la transición energética que impulse la puesta en valor del gas natural principalmente en los sectores industrial y de transporte, con un marco regulatorio y normativo que fomente y brinde los incentivos necesarios para ello.



## **CAPITULO I. INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Definición del Problema**

El consumo energía del sector minero se ha triplicado entre el 2005 y 2018 al pasar de 5,737 Gigavatios-hora (GWh) a 16,090 GWh, lo cual representa actualmente el 36% del consumo nacional. Asimismo, el consumo anual de energía del Perú se duplicó de 20,694 GWh a 44,093 GWh en el mismo periodo, siendo los principales recursos energéticos el agua y el gas natural para la generación hidroeléctrica y termoeléctrica, respectivamente.

El uso intensivo del diésel como recurso energético en diversas etapas de la cadena de valor de la minería genera un área de oportunidad para brindar una mayor eficiencia económica al sector minero mediante la sustitución total o parcial del diésel por Gas Natural Licuado (GNL) en los camiones mineros, lo cual es parte de la transición energética de la minería en el Perú, que nos va a permitir poner en valor un combustible más económico, más limpio, que genera menores emisiones, amigable con el medio ambiente, y acorde a las regulaciones internacionales cada vez más exigentes que hacen sostenible a la minería. Este cambio en la matriz energética del sector minero no solo brindaría ventajas comparativas al sector frente a sus competidores globales, sino también generaría impactos positivos en la balanza comercial del diésel dado que la producción nacional de diésel no abastece la demanda local.

Asimismo, en el ámbito de la seguridad energética, la masificación del gas natural en los diversos sectores económicos y productivos disminuye la dependencia energética del país y nos protege de la volatilidad del precio del petróleo crudo y sus derivados a nivel internacional.

### **1.2 Objetivos de la Investigación**

#### ***1.2.1 Objetivo General***

Analizar la viabilidad técnica y económica de la sustitución parcial y/o total del diésel por GNL en los camiones mineros utilizados en la minería superficial o a tajo

abierto para el transporte de carga interna o acarreo en una unidad minera importante y evaluar sus beneficios.

### **1.2.2 *Objetivos Específicos***

- 1) Analizar el impacto económico al utilizar GNL como combustible en camiones del sector minero.
- 2) Evaluar el impacto en la balanza comercial de hidrocarburos como consecuencia de un menor consumo de diésel.
- 3) Analizar el impacto ambiental generado por la sustitución del diésel como combustible de los camiones mineros.

### **1.3 Alcances y limitaciones de la Investigación**

Nuestro trabajo de tesis se centra en realizar el estudio de pre factibilidad técnica y económica de la sustitución parcial del diésel en las operaciones mineras, implementando un sistema dual-fuel Diésel – GNL en los camiones mineros. En el presente proyecto se realizan análisis de los mercados de diésel y del gas natural para presentar pronósticos de la oferta y demanda de los respectivos mercados; asimismo, se realiza un análisis del sector minero para proyectar el crecimiento del sector y su demanda futura de recursos energéticos. El análisis de la problemática se realiza en el marco de la política energética nacional, eficiencia energética, seguridad energética, acceso universal y masificación, autosuficiencia, desarrollo sostenible, y la transición energética de la minería. Este proyecto se limita al cambio del tipo de combustible diésel por GNL en los camiones mineros existentes para el transporte o acarreo de mineral utilizados en operaciones a tajo abierto o minería superficial, sin considerar a otras maquinarias y equipos u otras unidades de transporte que conforman la cadena de valor en la minería y que también son susceptibles de cambiar su combustible tradicional por GNL. Se asume que la infraestructura ya existe.

### **1.4 Justificación de la Investigación**

El uso de GNL en las operaciones mineras está acorde a la política nacional energética, dado que al introducir el GNL en la matriz energética de la minería y

sustituir los combustibles convencionales se brinda ventajas competitivas al sector minero, tanto económicas como ambientales, impulsando la sostenibilidad de la actividad minera nacional.

La puesta en valor del GNL en los diversos sectores económicos y productivos, como la minería, genera un impacto positivo en la Balanza Comercial del Diésel y por ende una serie de beneficios macroeconómicos para el país, como son el crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI), reducción del desempleo, aumento de las contribuciones por concepto de canon y regalías que tiene una relación inversamente proporcional con el nivel de pobreza en las regiones. Además, incrementa la seguridad e independencia energética.

Asimismo, en el marco de la transición energética de la minería a nivel global, los gobiernos están incorporando nuevas normativas regulatorias en sus políticas energéticas, con la finalidad de descarbonizar sus economías, utilizar tecnologías limpias, y reducir las externalidades negativas sobre la salud, el medio ambiente y el cambio climático. Por lo cual es prioritario incentivar el uso del GNL en las actividades económicas que tienen un alto consumo de diésel, como son la minería y el transporte.

## **1.5 Contribución**

Nuestra propuesta consiste en evaluar la viabilidad de reemplazar los combustibles convencionales por gas natural licuado (GNL) para ser usado como combustible primario en camiones mineros de gran tonelaje 300-400Tn, proporcionando al sector minero una mayor eficiencia económica, dado que el GNL tiene un menor costo que el diésel por unidad de energía (\$/MMBTU). No solo se reducen los costos de operación sino también se reducen los costos de mantenimiento. Además, el uso de GNL brinda mayor seguridad en las operaciones mineras, porque sus riesgos y peligros asociados a la adulteración, los derrames y el almacenamiento son substancialmente menores que la gasolina, el diésel y otros combustibles líquidos.

La masificación del GNL en el sector minero, no solo va a generar un impacto positivo en la Balanza Comercial del Diésel y otros indicadores macroeconómicos, sino también va a permitirnos poner en valor al gas natural que brinda seguridad energética por su volumen de reservas disponibles y el desarrollo de infraestructura que aseguran

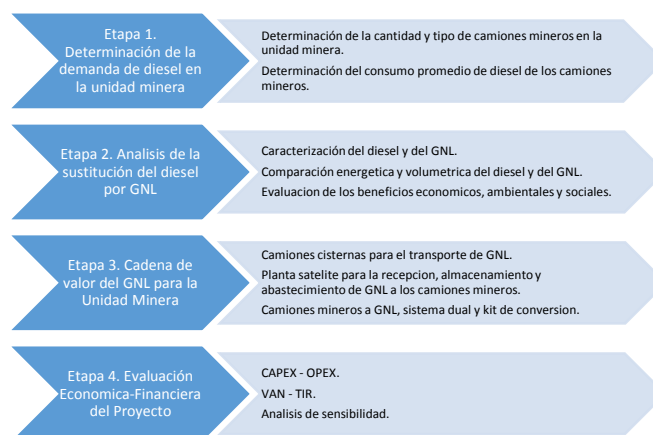
su abastecimiento. Además, el aprovechamiento del gas natural nos otorga independencia energética y nos protege de las volatilidades del precio internacional. Todo ello va a generar un clima apropiado para dinamizar la economía e impulsar las inversiones en proyectos mineros nuevos y existentes.

En el ámbito del desarrollo sostenible y de la transición energética, el GNL genera menores emisiones con bajo contenido de gases de efecto invernadero (GEI) que contribuyen al cambio climático, por lo cual su huella de carbono es mucho menor. Además, el GNL no contiene material articulado (PM) que afecta gravemente a la salud, a través de las enfermedades respiratorias y cardiovasculares. Es decir, con el uso del GNL se minimizan las externalidades negativas causadas por el consumo del diésel y se mejoran las relaciones con las comunidades mitigando el impacto ambiental y los conflictos sociales.

## 1.6 Metodología de Investigación

En la Figura 1.1 se muestra la metodología de investigación para este proyecto se centra en la revisión y análisis del consumo energético de una unidad minera, para luego proponer un recurso energético más eficiente y evaluar sus beneficios.

**Figura 1.1 Metodología de investigación**



Fuente: Elaboración Propia Autores de esta tesis

## 1.7 Antecedentes de la Investigación

Dubov et al. (2019) en su estudio sobre las perspectivas para el uso de gas natural licuado como combustible de motor para camiones de acarreo, concluyen que el uso de gas natural licuado como combustible de motor para equipos de minería hoy tiene

grandes perspectivas. El gas natural licuado es un tipo alternativo de combustible para motor que es significativamente más barato que el combustible diésel. El uso de gas natural licuado no requiere un refinamiento constructivo complejo y lento de los motores de combustión interna. Es factible para el uso en camiones de acarreo. Reduce la carga ambiental. Los estudios realizados sugieren que el equipo de camiones volquete con sistemas de combustible criogénico a bordo es una de las áreas prometedoras para su modernización. Sin embargo, la falta de suficientes decisiones técnicas y científicamente fundamentadas, así como métodos para evaluar los indicadores técnicos y económicos de los sistemas de combustible criogénico a bordo, dificulta el trabajo actualmente en curso sobre la conversión de los camiones de acarreo para la operación de gas-diésel. Por lo tanto, los estudios destinados a corroborar y seleccionar soluciones de diseño y circuito para la instalación y el diseño de sistemas de combustible criogénico a bordo en camiones mineros a cielo abierto junto con los requisitos mineros, ergonómicos y ambientales, así como el estudio posterior de su desempeño son relevantes.

Ochoa (2018) buscó analizar los beneficios del GNL en las empresas mineras del sur del Perú para el periodo 2018 – 2024 utilizando data histórica desde el año 2001 al 2015. Para ello, estimó la demanda de diésel de la unidad minera Cerro Verde en función de la producción de cobre de dicha mina, el precio del cobre y el PBI. Considerando un costo de inversión de US\$ 1.2 MM por el costo de adquisición del kit de conversión para un camión minero que permitirá su funcionamiento con dos combustibles: diésel y GNL, una tasa de descuento del 10%, un consumo promedio de diésel de 48 galones por hora, vida económica de 7 años y un costo de mantenimiento de US\$ 36.43 por horas de operación (6,792 horas al año).

Entre los resultados, muestra que el proceso con mayor consumo de energía es la extracción a tajo abierto por trabajar con camiones de carga minera cuyo consumo puede alcanzar los 70 galones por hora y trabajar durante 18 horas al día aproximadamente. El análisis lo enfoca a la evaluación del consumo de combustible en el camión Caterpillar modelo 793D por ser el más utilizado en la unidad minera elegida. Dicha evaluación se realizó considerando un consumo parcial de GNL en el motor de este modelo de camión. Los resultados de la evaluación económica muestran que sí es rentable la inversión en la conversión al sistema dual de los camiones mineros y que su

plazo de recuperación es aceptable (2.37 años). El ahorro con el que se beneficiaría la minera sería de US\$ 594,920 anuales por camión minero.

Smajla et al. (2019) concluyen que el uso de GNL en el tráfico de camiones pesados ciertamente representa la contribución de la industria del gas en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector del transporte. Las ventajas medioambientales sobre los combustibles convencionales para camiones pesados, a pesar del mayor precio de inversión inicial para los vehículos, le dan una ventaja al GNL sobre los combustibles diésel, especialmente en términos de legislación que prohíbe el diésel en los países de la UE. Como la reducción de las emisiones de escape y la descarbonización del sector energético se encuentran entre los objetivos estratégicos de la Unión Europea, el GNL y otros combustibles alternativos se han promovido a través de diferentes proyectos e incentivos legales. Como se analizó en el documento, el sector del transporte representa los graves obstáculos para el cumplimiento de los objetivos medioambientales de la política europea, especialmente en el transporte por carretera, por lo tanto, la reducción calculada de gases de efecto invernadero representa una contribución a los objetivos de reducción de emisiones de la UE. Los resultados de la investigación realizada muestran que una mayor participación del uso de GNL en el transporte por carretera podría traer beneficios ambientales y financieros y, en consecuencia, aumentar las ventajas competitivas del GNL. Sin embargo, la expansión del GNL como combustible en la Unión Europea no se ha extendido ampliamente y no se ha introducido en absoluto en el sudeste de Europa, especialmente debido a la falta de infraestructura. Los vehículos de GNL no se han comprado debido a la falta de infraestructura, y no hay infraestructura porque no hay suficientes vehículos para proporcionar esta infraestructura. Las disposiciones indefinidas de las regulaciones legales ciertamente no ayudan y, por lo tanto, será necesaria la armonización de las regulaciones junto con acciones más amplias de promoción de GNL con incentivos implementados en el futuro. Numerosos proyectos implementados en toda la Unión Europea pueden ser un buen ejemplo de medidas que se pueden emprender para permitir el uso de GNL como combustible. El desarrollo de una red de estaciones de servicio de GNL podría conectar a toda Europa en términos de la cadena vial de GNL y, por lo tanto, daría lugar a un papel cada vez mayor del gas natural como combustible de transición en el sector del transporte. Esto también debe ir acompañado de una aceptación más amplia de GNL, que es un requisito

importante para desarrollar medidas estratégicas adecuadas y efectivas para la introducción de GNL en un mercado específico en este caso, el sudeste de Europa. Las medidas deben incluir la estimulación de la demanda de GNL, aumentar la disponibilidad de GNL mediante la introducción de nuevas terminales y estaciones de servicio y la diversificación de las rutas de suministro de GNL y finalmente mejorar los efectos ecológicos del uso de GNL como combustible alternativo, como también se sugirió en el estudio de investigación realizado por Pfoser et al en 2018.

En junio de 2012, Alpha Coal West se convirtió en la primera compañía minera en operar camiones mineros con gas natural, al haber iniciado un programa piloto de 18 meses en cuatro camiones de la mina Eagle Butte ubicada en Wyoming EE.UU. En enero de 2014 decidieron convertir 12 camiones más, con lo cual toda la flota de camiones Caterpillar 793 se convertirán para utilizar gas natural licuado (GNL), mediante el sistema de conversión EVO-MT™ 7930 de GFS Corp. En diciembre de 2015, la compañía minera Arch Coal solicitó a GFS Corp la conversión de la flota de camiones Komatsu 930E de la mina Black Thunder en Wyoming EE.UU. De igual forma, en diciembre 2017 la empresa GFS Corp anunció la ejecución de otro proyecto de conversión a GNL de camiones mineros Komatsu 930E en México.

Asimismo, Caterpillar ha estado trabajando con Westport Innovations para integrar su tecnología HPDI (inyección directa de alta presión) en los motores Cat. HPDI introduce gas natural directamente en la cámara de combustión del motor y utiliza una pequeña cantidad de combustible diésel como fuente de ignición. HPDI mantiene el rendimiento y la capacidad de respuesta del motor diésel mientras usa 95% de gas natural. HPDI es la tecnología líder para esta clase de motores diésel de servicio pesado que maximiza el uso de gas natural mientras mantiene la potencia, el torque y otras características de rendimiento de un motor diésel. Caterpillar ha llegado a un acuerdo con Shell para probar camiones mineros de GNL en las operaciones de arenas petrolíferas de Shell cerca de Fort McMurray en Alberta, Canadá. Caterpillar proporcionará a los camiones nuevos con motores HPDI LNG, así como a los camiones existentes de su flota.

## CAPITULO II. MARCO TEORICO

### 2.1 Mercado del Diésel

#### 2.1.1 Cadena de Comercialización de Combustibles Líquidos

La cadena de valor de los hidrocarburos líquidos, el petróleo y sus derivados, y también los líquidos de gas natural, está dividida en tres segmentos principales, el upstream, midstream y el downstream. Las actividades incluidas en el upstream son la exploración de nuevas reservas y la explotación, que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de los lotes concesionados. Actualmente, en este segmento se tiene tres (03) pozos en proceso exploratorio y ciento veinte seis (126) pozos proceso de desarrollo. Con el objetivo de fortalecer el segmento se tiene previsto invertir 8,165 millones de dólares en el periodo 2019-2020.

**Figura 2.1 Proyectos Upstream 2019-2020**

Proyecto (Compañía)	Status	Inversión estimada en US\$**	Comentarios
Exploración y desarrollo del Lote Z-38 (Karoon)	En espera	US\$ 3,000 millones	US\$ 300 millones en 2020
Exploración y explotación del Lote 58 (CNPC)	En curso	US\$ 4,400 millones	-
Ampliación del Lote 57 (CNPC, Repsol)	En evaluación	US\$ 70 millones	Estimado para 2020
Exploración del Lote 95 (Petrotal)	En curso	US\$ 365 millones	3 a 5 años como periodo de realización
Exploración del Lote 64 (Geopark)	En curso	US\$ 130 millones	El proyecto podría superar los US\$ 500 millones
Exploración de Lotes off-shore Z-61, Z-62 y Z-63 (Anadarko)	En curso	US\$ 150 millones	-
Exploración y explotación del Lote Z-64 (Tullow)	En curso	US\$ 50 millones	US\$ 22 millones al 2020
<b>Total</b>		<b>US\$ 8,165 millones</b>	

\* Estimado a Mayo de 2019.  
\*\* La "inversión estimada" refleja el gran total de la inversión en los proyectos, independientemente de su fecha de inicio o fin.

Fuente: Extraído de Guía de Negocios e inversiones en el Perú para el sector hidrocarburos, mayo 2019.

El Midstream comprende el transporte, que está conformado por los oleoductos, gasoductos, barcazas, trenes, camiones cisterna, y buques. Para este segmento del sector se tiene previsto una inversión de 200 millones de dólares, que comprende la modernización del oleoducto norperuano (ONP) que conecta los principales lotes de petróleo de la selva norte con el terminal Bayóvar de Petroperú. Mientras que el proyecto del Sistema Integrado de Transporte de Gas, antes Gasoducto Sur Peruano, sería licitado en el 2020.



El segmento downstream incluye desde la refinación o fraccionamiento del hidrocarburo y su transformación en los diferentes combustibles derivados, el transporte y almacenamiento de estos últimos, hasta la comercialización mayorista y minorista. El proceso de refinación en el Perú es realizado básicamente por siete (07) refinerías, de los cuales cinco (05) refinerías pertenecen a Petroperú, una (01) refinería pertenece a la empresa Repsol y una última refinería pertenece a la empresa Pluspetrol, sin embargo, Petroperú solo concentra el 45.1% de la capacidad total de refino del Perú, mientras que 54% corresponde Repsol y 0.9% a la empresa Pluspetrol.

**Figura 2.2 Capacidad Instalada De Refinación Perú**

Accionista principal	Refinería	Capacidad (BPD)	%
Petroperú	Talara	65,000	30.0%
	Conchán	15,500	7.1%
	Iquitos	12,000	5.5%
	El Milagro*	2,000	0.9%
	Pucallpa**	3,300	1.5%
<b>Refinerías Privadas</b>			
Repsol	La Pampilla	117000	54.0%
Pluspetrol	Shiviyacu	2,000	0.9%
<b>Total</b>		<b>216,800</b>	<b>100%</b>

Fuente: Extraído del Informe trimestral 2019 PETROPERU.

### **2.1.2 Balanza comercial del diésel**

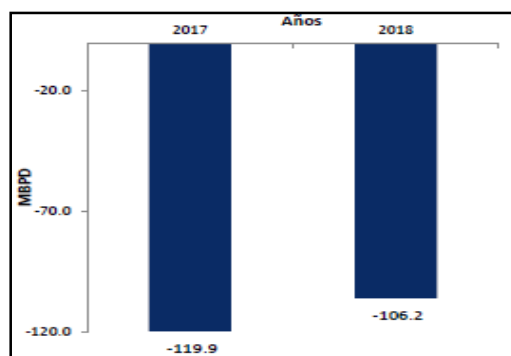
El Perú es deficitario en petróleo crudo, en el año 2018 la balanza comercial de crudo presento un déficit de 106.2 MBPD menor en 11.5% respecto al nivel de déficit alcanzado en el 2017 de 119.9 MBPD. Este déficit se debe principalmente a la importación de petróleo crudo para la producción de las refinerías nacionales. Sin embargo, no obstante que el Perú tiene una capacidad de producción anual de 80 millones de barriles de derivados al año, estos son insuficientes para satisfacer la demanda nacional, por lo que también se hace necesario importar productos derivados tales como diésel, gasolina y GLP.

En lo que respecta a los combustibles, la demanda es mucho mayor que la oferta, así pues, en el 2018 la demanda del diésel en promedio fue de 116 MBDP mientras que la oferta está en 33 MBDP<sup>1</sup>, siendo la minería el sector que mayor consume. El

<sup>1</sup> REPORTE SEMESTRAL DE MONITOREO DEL MERCADO DE HIDROCARBUROS  
Año 7 – N° 12 – Setiembre 2018

combustible diésel es el segundo mayor contribuyente en los costos de explotación de una mina, luego de la mano de obra. En general, el costo del diésel más el costo de transporte pueden agregar una prima significativa para las minas ubicadas en locaciones remotas.

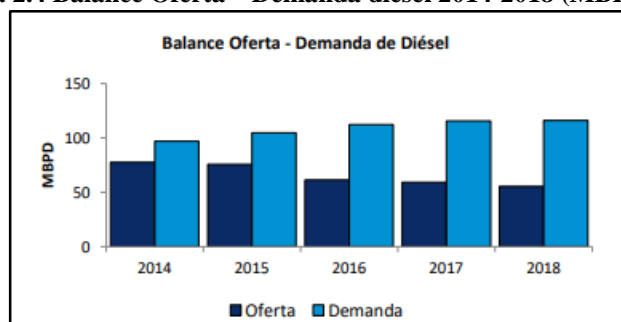
**Figura 2.3 Balanza Comercial crudo 2017-2018 (MBPD)**



Fuente : Extraído del Reporte semestral de monitoreo del mercado de hidrocarburos - Marzo 2019 osinergmin.

La menor oferta local del diésel ha generado un mayor déficit en el balance oferta – demanda del diésel. El crecimiento de la demanda de este producto para el periodo 2014 – 2018 se dio a una tasa promedio anual de 3%, mientras que la oferta decreció a una tasa de 5% anual. Solamente en el año 2018, la demanda del diésel creció en 0.5% respecto al año anterior, situándose en 116 MBPD, mientras que la oferta disminuyó en 6.4%, alcanzando un valor de 55 MBPD.

**Figura 2.4 Balance Oferta – Demanda diésel 2014-2018 (MBPD)**



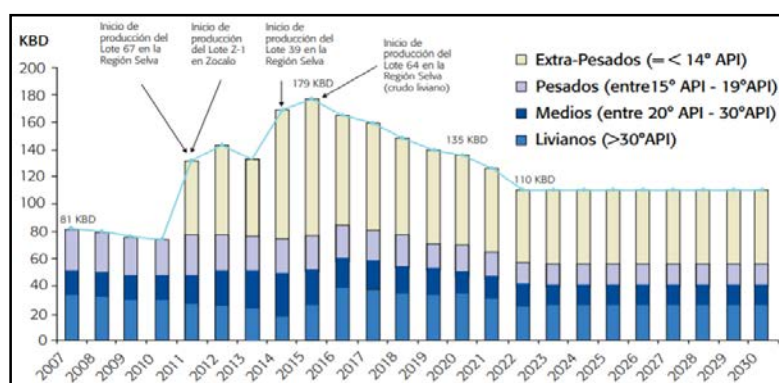
Fuente : Extraído del Reporte semestral de monitoreo del mercado de hidrocarburos - Marzo 2019 osinergmin.

### ***2.1.3 Pronostico de la Oferta y la Demanda de diésel***

Las proyecciones señalan un incremento del precio internacional del petróleo crudo, lo cual tendría una repercusión en nuestro mercado local, esperándose mayores precios en el mercado mayorista y minorista.

La producción de petróleo crudo en el Perú se reduce cada año, mientras la demanda de derivados de petróleo crece de manera incesante, esto debido al modelo de matriz energética y la falta de normativas que regulen e incentiven al mercado, en un horizonte futuro de precios altos de petróleo sumando a esta situación los problemas sociales en las zonas de explotación y exploración no tiene mejor proyección de oferta de petróleo en el horizonte 2030 , aumentando la producción de petróleo crudo a 140 MBPD .

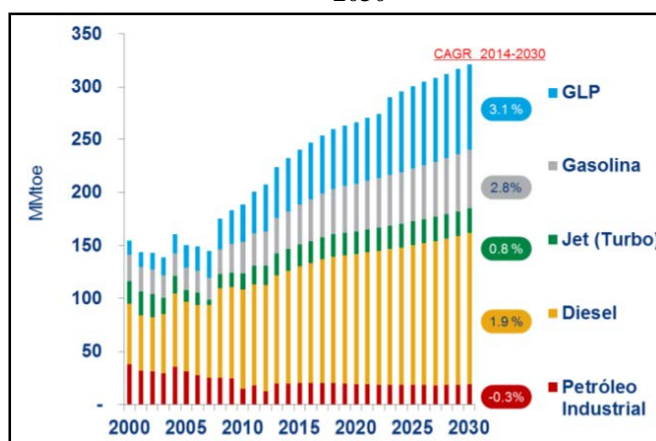
**Figura 2.5 Predicciones de producción de petróleo de Perú al 2030**



Fuente: Extraído de Informe Caminos de Transición Alternativas al extractivismo y propuestas para otros desarrollos en el Perú

La demanda de diésel en Perú visto al 2030 crece de manera sostenida a una tasa anual de 1.9%, así en el 2030 con una participación del 80% en el sector transporte y 15 % en sector industrial.

**Figura 2.6 Demanda de Productos Refinados en Perú (MMtoe), 2000 - 2030**



Fuente: Extraído del informe de Modernización de Petroperú 2015

## 2.2 Mercado del Gas Natural

### 2.2.1 Proyecto Camisea

La región de Camisea, ubicada en el departamento de Cusco, cuenta con la mayor cantidad de reservas de gas natural descubiertas hasta la fecha, las cuales se encuentran en los yacimientos de San Martín, Cashiriari, Mipaya y Pagoreni. Los dos primeros yacimientos se encuentran ubicados en el Lote 88 y los otros dos en el Lote 56, ambos lotes son operados por el Consorcio Camisea, el cual está conformado por los siguientes socios:

#### a) Lote 88

- Pluspetrol Perú Corporation S.A (2.2%)
- Pluspetrol Camisea S.A. (25%)
- Hunt Oil Company of Peru L.L.C Sucursal del Perú (25.2%)
- SK Innovation, Sucursal Peruana (17.6%)
- Tecpetrol del Perú S.A.C (10%)
- Sonatrach Peru Corporation S.A.C (10%)
- Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú (10%)

#### b) Lote 56

- Pluspetrol Perú Corporation S.A (2.2%)
- Pluspetrol Lote 56 S.A. (25%)
- Hunt Oil Company of Peru L.L.C Sucursal del Perú (25.2%)
- SK Innovation, Sucursal Peruana (17.6%)
- Tecpetrol Bloque 56 S.A.C (10%)
- Sonatrach Peru Corporation S.A.C (10%)
- Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú (10%)

Sin embargo, la zona de Camisea incluye también al Lote 57, el cual está en fase de explotación por los socios Repsol (53.84%) y CNPC (46.16%) y al Lote 58 en fase de exploración operado por CNPC.

Mediante Decreto Supremo N° 021-2000-EM, se aprobó el Contrato de Licencia celebrado entre Perupetro y el consorcio Camisea para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88, por un periodo de 40 años. En este contrato, el consorcio se comprometía

a desarrollar el upstream, el cual incluía las actividades de perforación de pozo, construcción de instalaciones en los yacimientos, así como de las plantas de procesamiento. Cuatro años más tarde, se inaugura la planta de Malvinas con una capacidad de procesamiento de 450 MMPCD y una inversión de US\$ 600 MM. Actualmente, la planta cuenta con una capacidad de procesamiento de 1,790 MMPCD.



Fuente: Tamayo, Jesús; Salvador, Julio; Vásquez, Arturo; y García Raúl (Editores) (2014). La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea. Osinergmin. Lima-Perú.

En el año 2000, se le adjudicó a la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) el transporte y distribución de gas natural y líquidos de gas natural hacia la costa con una inversión de US\$ US\$ 1,300 MM. De igual manera, se le adjudicó el sistema de distribución por red de ductos en Lima y El Callao, ofreciendo una inversión de US\$ 156 MM. El plazo del contrato suscrito es por un plazo de 33 años. El gasoducto tiene una longitud de aproximadamente 729 km, iniciando en Malvinas, atravesando la Cordillera de los Andes y termina en Lurín. En los primeros 208 km del gasoducto, el diámetro es de 32”, los siguientes 310 km, es de 24” y el último tramo tiene un diámetro de 18”, con una capacidad de transporte de 1,540 MMPCD. Es importante resaltar que, a partir del segundo tramo, existen dos gasoductos, el de TGP y PLNG, con una capacidad de transporte de 920 MMPCD para el mercado local y 620 MMPCD para exportación, respectivamente. Los líquidos de gas natural son transportados por un poliducto con una capacidad de 115,000 BBLD de aproximadamente 557 km el cual inicia en el mismo punto que el gasoducto y llega hasta la playa Lobería (Pisco), con diámetros de 14” para los primeros 455 km y 10” para los siguientes 102 km.

A partir del año 2002, la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. es la encargada de la distribución de gas natural con red de mediana y baja presión en las

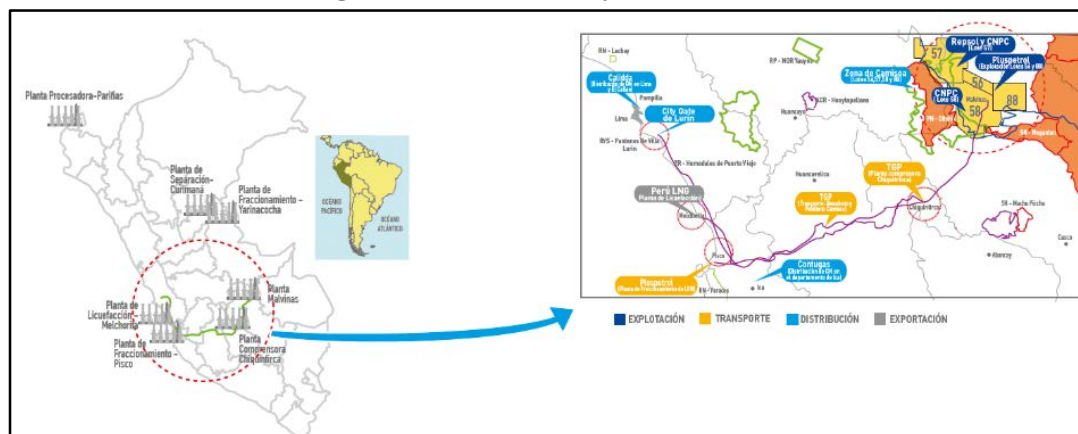
ciudades de Lima y El Callo. Mediante R.S N° 067-2013-EM y 068-2013-EM, se otorga la concesión del sistema de distribución de gas natural por Red de Ductos de la concesión Norte (Lambayeque, La Libertad, Ancash y Cajamarca) a Gases del Pacífico S.A.C (Quavii) y de la concesión Sur Oeste (Arequipa, Moquegua y Tacna) a Fenosa Perú S.A, hoy llamada Naturgy Perú.

La Planta de Fraccionamiento de Pisco fue inaugurada en agosto del 2004, la cual había sido diseñada para una producción de 85 MBPD de líquidos de gas natural. Actualmente, la planta cuenta con una capacidad de procesamiento de 120 MBPD. Además, cuenta con dos unidades de fraccionamiento para la producción de propano y butano, así como dos unidades de destilación primaria para producir nafta y diésel. Esta planta posee un patio de tanques de almacenamiento para líquidos de gas natural, productos intermedios (condensados) y productos finales (propano, butano, nafta y diésel). Además, tiene un terminal marítimo que incluye tuberías de conducción submarinas, instalaciones de amarre y una plataforma con tres brazos de carga.

En el año 2004, el consorcio Camisea ganó la Licitación del Lote 56, cuyo gas podría ser exportado sin restricciones. Dos años más tarde, se creó la empresa Peru LNG (PLNG) con el objetivo de exportar gas natural licuefactado (GNL). Para la financiación del proyecto, los bancos requerían reservas de 4.5 TCF, sin embargo, las reservas del lote solo alcanzaban los 2.0 TCF. Por ello, el Estado autorizó que el diferencial sea utilizado de las reservas del Lote 88, lo cual estuvo vigente hasta agosto del 2014 cuando se firma la adenda del contrato en el que se liberaban las reservas comprometidas del Lote 88 a favor del Lote 56, para destinarlas únicamente al mercado interno.

Para la ampliación de la capacidad del sistema de transporte de gas natural por ductos desde Camisea hasta el City Gate (Lurín), se construyó la planta compresora de Chiquintirca que inició operaciones en diciembre del año 2009. Asimismo, se construyó la primera etapa de un loop de 24”, paralelo al ducto de 18”. Adicionalmente, se interconectó el sistema de transporte con el ducto principal de la planta de licuefacción de PLNG.

**Figura 2.8 Diseño del Proyecto Camisea**



Fuente: Tamayo, Jesús; Salvador, Julio; Vásquez, Arturo; y García Raúl (Editores) (2014). La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea. Osinergmin. Lima-Perú.

La planta de licuefacción de gas natural de Pampa Melchorita fue inaugurada el 10 de junio del 2010 con una capacidad de procesamiento de 625 MMPCD de gas natural, siendo la primera planta de este tipo en la región. Esta planta comprende: instalaciones de procesos (planta de licuefacción), instalaciones de facilidades auxiliares, instalaciones marítimas (para cargar el producto en los buques de GNL para el transporte por mar a los clientes potenciales), edificios y viviendas localizados dentro del área del proyecto y dos tanques de almacenamiento de GNL de 130,000 m<sup>3</sup> cada uno.

La distribución de gas natural en el departamento de Ica está a cargo de la empresa Contugas, la cual cuenta con un gasoducto de 260 km y más de 74 km de ramales para satisfacer la demanda de las localidades de Pisco, Chincha, Ica, Nasca y Marcona.

### **2.2.2 Transportadora de Gas del Perú (TGP)**

El transporte del gas natural inicia en la zona de Camisea, ubicado en el distrito de Megantoni, en la provincia de La Convención en el departamento de Cusco. En este lugar, el productor extrae los hidrocarburos para que sean procesados en la planta de separación de Malvinas. En esta planta se elimina el agua e impurezas y se separa el gas natural (seco) de los líquidos de gas natural. Al finalizar este proceso, el productor entrega los hidrocarburos para su transporte.

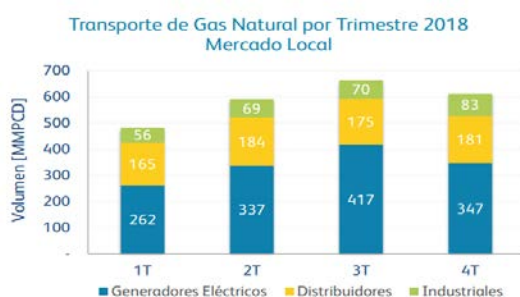
El sistema de transporte consta de dos ductos, uno de gas natural (729 km) y otro de líquidos de gas natural (557 km). La ruta inicia en Cusco, atravesando la sierra de

Ayacucho y Huancavelica, finalizando en la costa de Ica. Esta ruta que atraviesa la cordillera de los Andes llegando al punto máximo de 4,800 msnm, se caracteriza por presentar una geografía compleja, zonas de difícil acceso, así como condiciones climáticas poco favorables. En la costa de Ica se inicia el recorrido de entrega del gas natural hasta Lurín para los generadores eléctricos, grandes industriales y distribuidores. Mientras que, los líquidos de gas natural son entregados al productor para que los procese en su planta de fraccionamiento y así obtener el GLP y otros combustibles con los que se abastecerá al mercado local. Mediante redes de ductos, los distribuidores suministran el gas natural seco a residencias, pequeñas industrias y comercios, despachos de gas natural vehicular, entre otros.

En el año 2009 se construyó la Planta Compresora en el sector Sierra y el gasoducto paralelo de 105 km en la Costa (Loop Costa). En el 2016, se culminó la Planta Compresora Kámani en el sector selva (Kp 127), el loop paralelo de gas natural de 31 km ubicado en la Costa (Loop Costa II) y el gasoducto de derivación a la ciudad de Ayacucho (Ramal de Ayacucho).

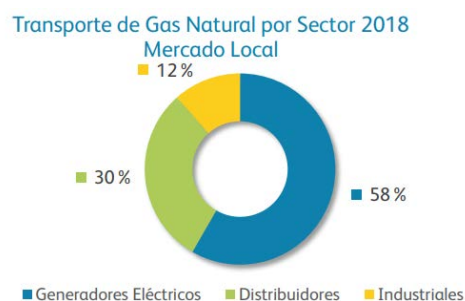
El sistema de transporte de líquidos está conformado por cuatro estaciones de bombeo de las cuales 3 cuentan con cuatro bombas y una de ellas con cinco bombas. Además, son tres las estaciones reductoras de presión que controlan la circulación de los líquidos del gas natural a lo largo de la ruta. El control de los flujos de los hidrocarburos, así como de las instalaciones se da de manera automática y en tiempo real con el Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA) en la sala de control de Lurín.

**Figura 2.9 Transporte de Gas Natural Trimestre 2018 Mercado Local**



Fuente: Extraído del informe anual TGP 2018

**Figura 2.10 Transporte de Gas Natural por Sector 2018 Mercado Local**



Fuente: Extraído del informe anual TGP 2018



### **2.2.3 PERU LNG**

El Perú cuenta con una planta de LNG ubicada en Pampa Melchorita, la cual es la primera planta de este tipo que opera en Sudamérica posicionando al Perú como líder de la industria en esta región desde el año 2010, cuando inicia sus operaciones. La infraestructura está conformada por una planta de procesamiento e instalaciones conexas, instalaciones marítimas para buques metaneros y un gasoducto de 408 km. Este gasoducto transporta el gas natural desde Ayacucho (comunidad de Chiquintirca) hasta la Pampa Melchorita con una capacidad de transporte es de 1,290 MMPCD.

Los yacimientos de los lotes 56 y 57 son los encargados de suministrar el gas natural que será transformado en estado líquido para su transporte desde la Pampa de Melchorita. El proceso industrial consiste en la medición y control de presión luego, se retira el dióxido de carbono en la remoción de gas ácido. A continuación, el gas se seca en tamices moleculares y es sometido por absorbedores de carbono activados antes de que sea licuefactado. Finalmente, el gas natural es enfriado en un refrigerante de propano para luego ser condensado y convertir a estado líquido en el intercambiador criogénico de calor. Culminado el proceso, el GNL es almacenado en dos tanques de 130,000 m<sup>3</sup> cada uno para su posterior exportación mediante los buques metaneros.

La planta se caracteriza por ser autosuficiente debido a que produce la energía eléctrica para su propio consumo. Asimismo, dispone de tres generadores, un centro de control, oficinas, almacenes, talleres, instalaciones de capacitación y alojamiento. Con el objetivo de impulsar la masificación del uso del gas natural en el país, se construyó un terminal de carga de camiones de GNL en el año 2017, la cual abastecerá de GNL a camiones cisternas especiales para que trasladen el combustible a 12 estaciones de regasificación ubicadas en Chimbote, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Chiclayo, Lambayeque, Pacasmayo, Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna.

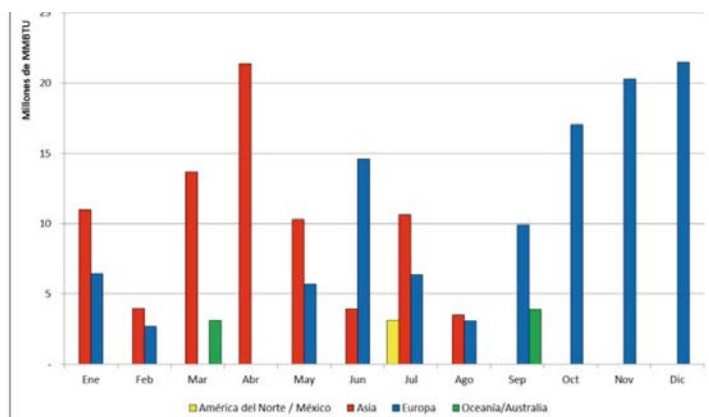
En setiembre del 2017<sup>2</sup>, Perú LNG fue la primera empresa en Latinoamérica en inaugurar el terminal de carga de camiones de gas natural licuefactado (GNL), con el objetivo de transportar gas natural al norte y al sur del país a través de las concesionarias Quavii y Naturgy. Con una capacidad de carga de 240,000 galones por día de GNL,

---

<sup>2</sup> <https://semanaeconomica.com/articulo/sectores-y-empresas/energia/243197-peru-lng-inauguro-cargadero-para-transportar-gas-natural-al-norte-y-sur-del-pais/>

cuya inversión asciende a los US17 MM, el terminal empezó abasteciendo a 10 camiones con contenedores criogénicos al día.

**Figura 2.11 Ventas Mensuales en 2018 (No. de embarques por destino)**



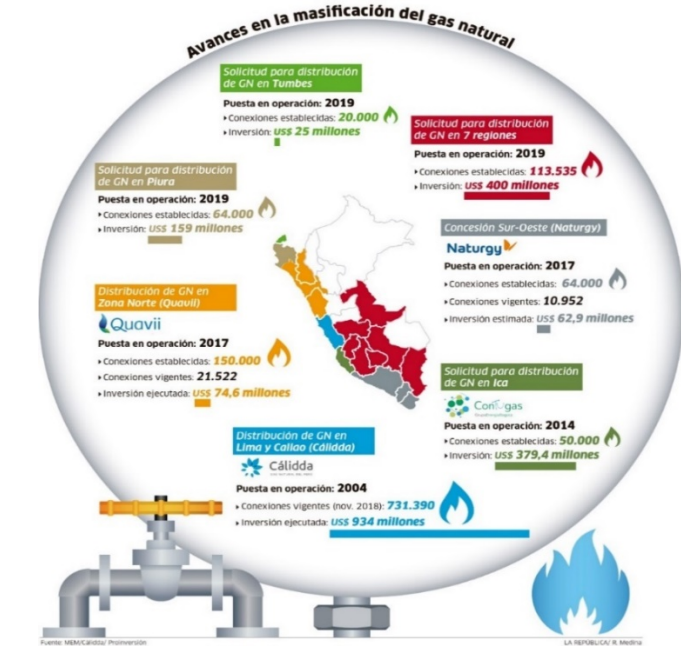
Fuente: Extraído del informe anual PERÚ-LNG 2018

#### **2.2.4 Masificación de Gas Natural**

La masificación del gas natural es un proceso a través del cual la molécula se transporta a todas las regiones del país para que se puedan aprovechar sus beneficios, priorizando a las poblaciones vulnerables. Sin embargo, para masificar el gas natural se requiere que todos los eslabones de la cadena de suministro estén listos para que el combustible fluya desde la producción hasta los aparatos de los clientes. Esto significa que tiene que existir gas disponible en el productor; tiene que haber capacidad de transporte disponible; existir redes de distribución por las calles; tienen que estar instaladas las acometidas (medidores) de gas en el frontis del domicilio de los consumidores residenciales; existir redes de tuberías de gas natural al interior del domicilio de los consumidores residenciales y por último, tienen que haberse preparado los artefactos (cocina, terma, calentadores y otros) para ser utilizados con gas natural.

La meta al 2021 es contar con más de un millón de conexiones residenciales de gas. Asimismo, el MINEN ha desarrollado el Proyecto Siete Regiones, para la zona centro y sur del país, que comprende 113,535 Conexiones según contrato con una Inversión estimada de US\$400 millones, y la Puesta en operación comercial está prevista para este año.

**Figura 2.12 Avances en la Masificación del Gas Natural**



Fuente: <https://larepublica.pe/economia/1400617-avances-masificacion-gas-natural-infografia>

### 2.2.5 Reservas y recursos de Gas Natural

Las reservas son cantidades que se pueden recuperar comercialmente a partir de cierta fecha a través de proyectos en desarrollo, de acuerdo a ciertas condiciones establecidas. Existen cuatro criterios que se deben cumplir para ser consideradas como tal: haberse dado el descubrimiento, ser recuperables, ser comerciales y estar remanentes (a la fecha de evaluación). En la Tabla 2.1 se muestra la clasificación de las reservas según la probabilidad de éxito de su recupero comercial:

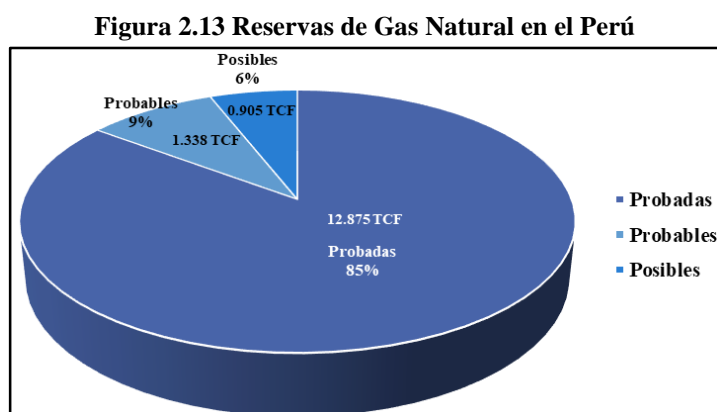
**Tabla 2.1 Clasificación de Reservas**

Reservas		
Probadas	Probables	Posibles
"Debería haber por lo menos un <b>90% de probabilidad</b> de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán a las estimaciones."	"Debería haber por lo menos un <b>50% de probabilidad</b> de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán a las estimaciones de 2P."	"Debería haber por lo menos un <b>10% de probabilidad</b> de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán a las estimaciones de 3P."

Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos - 2017.

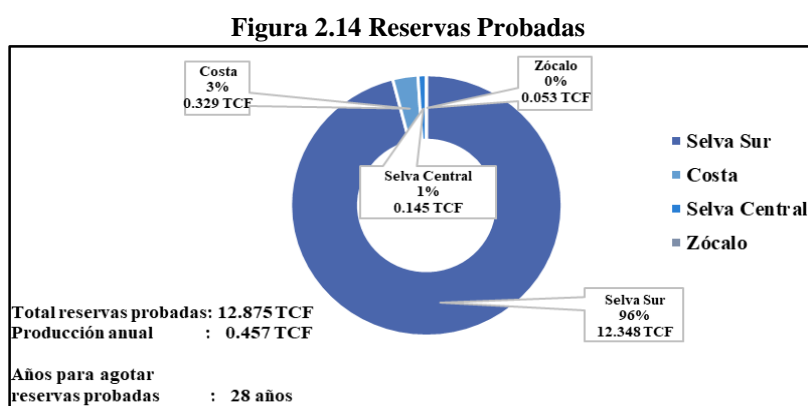
Elaboración: Autores de esta tesis.

La Figura 2.13. muestra la cantidad de reservas de gas natural en el Perú al 31 de diciembre del 2017.



Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos - 2017.  
Elaboración: Autores de esta tesis

La Figura 2.14. muestra la distribución de las reservas de gas natural en el Perú por zona geográfica al 31 de diciembre del 2017. En la zona de la selva sur, operan el Consorcio Camisea con un total de 10.754 TCF (Lote 88: 8.805 TCF y Lote 56: 1.949) y Repsol en el Lote 57 con 1.595 TCF. En la costa, los principales operadores son CNPC Perú (Lote X: 0.116 TCF), Olympic (Lote XII: 0.116 TCF) y GMP (Lote I: 0.056 TCF). Finalmente, en la selva central, solo operan las empresas Aguaytía en el Lote 31-C y Savia en el Z-2B.

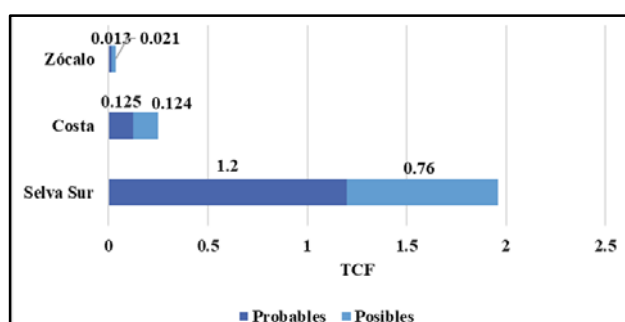


Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos - 2017.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

La variación en el total de reservas probadas en el año 2017 respecto al año 2016 fue de -3.216 TCF. La principal causa de esta disminución se debe a la recategorización de las reservas probadas del Lote 58 (2.08 TCF) a recursos contingentes debido a que el periodo de comercialización no se encontraría dentro de los siguientes 5 años para

que se le otorgue la categoría de reservas. Otra de las causantes de esta caída en las reservas fue el ajuste realizado por el Consorcio Camisea en su modelo de simulación en los campos del Lote 88 y Lote 56, reduciendo las reservas en un total de 0.697 TCF (Lote 88: 0.535 TCF y Lote 56:0.162 TCF). Finalmente, las reservas producidas durante el año fueron de 0.456 TCF, con lo que se calcula que el año en que se agotarán las actuales reservas probadas de gas natural en el país es en el año 2045. El total de reservas probables y posibles ascienden a 1.338 y 0.905 TCF, respectivamente. En la Figura 2.15 se aprecia la distribución de estas reservas por zona geográfica:

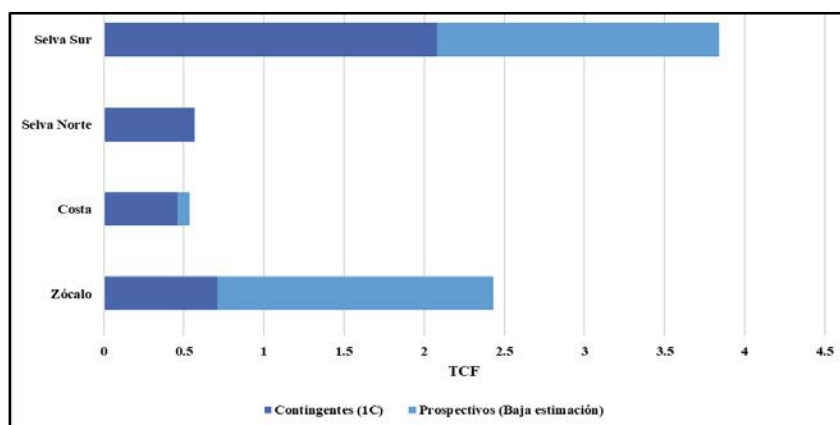
**Figura 2.15 Reservas Probables y Posibles**



Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos - 2017.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

Los recursos contingentes son las cantidades estimadas de acumulaciones ya descubiertas, que son potencialmente recuperables, pero con proyectos de inversión que no son lo suficientemente maduros para su desarrollo comercial debido a contingencias. Por otro lado, los recursos prospectivos son las cantidades estimadas de acumulaciones aún no descubiertas.

**Figura 2.16 Recursos Contingentes (1C) y Prospectivos de Gas Natural Fase de Exploración**

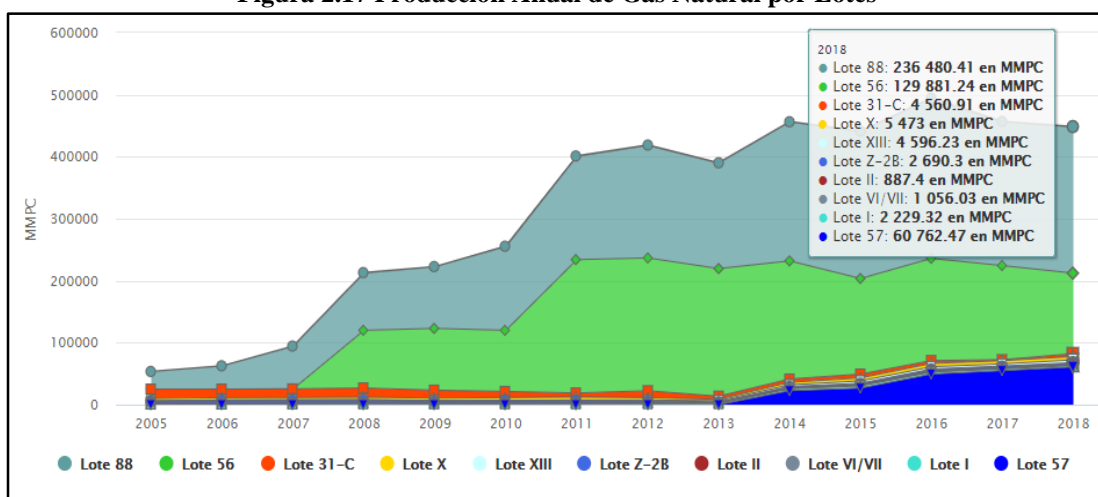


Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos - 2017.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

## 2.2.6 Producción y consumo de Gas Natural

De acuerdo con los datos obtenidos en el Libro de Reservas de Hidrocarburos del año 2017, la producción fiscalizada de gas natural fue de 1,252 MMPCD, lo que significa una reducción del 8% respecto al año anterior. En la figura 2.17 se muestra la producción anual histórica del gas natural por lote durante el periodo 2005 – 2018.

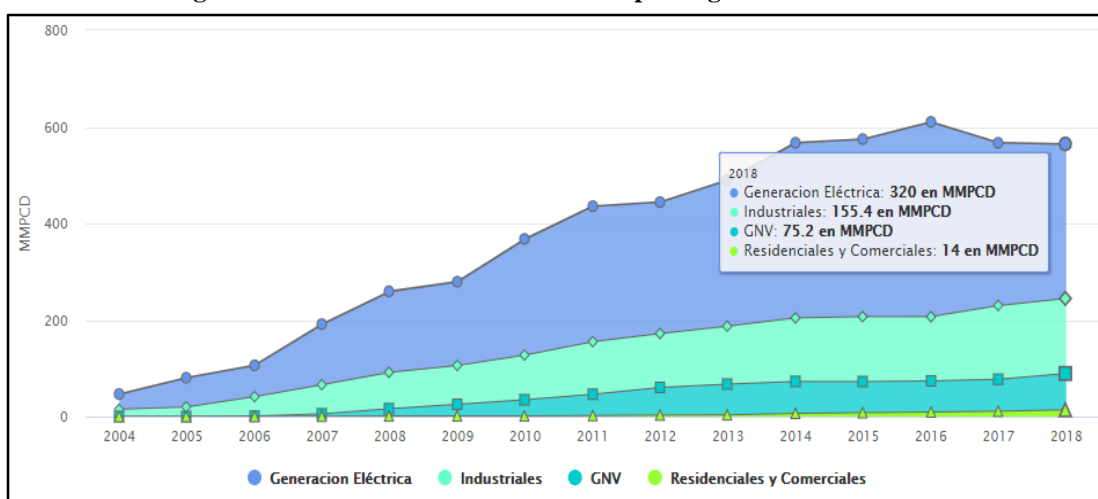
**Figura 2.17 Producción Anual de Gas Natural por Lotes**



Fuente: Extraído de Observatorio de Osinergmin.

En la figura 2.18, se muestra la evolución de la distribución del gas natural de acuerdo al tipo de cliente para el periodo 2004 – 2018.

**Figura 2.18 Volumen de GN Distribuido por Segmentos de Demanda**



Fuente: Extraído de Observatorio de Osinergmin.

## 2.2.7 Esquema tarifario del GNL

El cálculo del precio del GNL en el mercado local, comprende los siguientes componentes obtenidos del pliego tarifario de una de las concesionarias para la distribución de GNL:

- Precio del GNL, que varía según la categoría del cliente por rango de consumo.
- Tarifa de transporte del GNL, desde la planta Melchorita hasta la planta de regasificación del GNL.
- Distribución por ductos, desde la planta de regasificación hasta el punto de consumo.

**Figura 2.19 Tarifas Vigentes desde el 01 de Agosto del 2019**

CATEGORÍAS	RANGOS DE CONSUMO		SUMINISTRO GNL (1)		TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN POR DUCTOS (3)			
			Precio GNL	Recargo FISE	VIRTUAL (2)	Margen Comercial	Margen Capacidad	Margen Promoción	Margen Distribución
	Desde	Hasta	\$/m <sup>3</sup>	\$/m <sup>3</sup>	\$/m <sup>3</sup>	\$/ mes	\$/ (Sm <sup>3</sup> /día)	\$/ mes	\$/m <sup>3</sup>
A	0	100	0.58756	0.00650	0.47250	1.53490		13.56419	0.19268
B1	101	300	0.58756	0.00650	0.47250	481.70733			0.80693
B2	301	19.000	0.63601	0.00650	0.47250	481.70733			0.80693
C	GNV		0.63601	0.00650	0.47250		1.17794		0.07871
D	19.001	900.000	0.63601	0.00650	0.47250		7.42461		0.48985

Fuente: Extraído del pliego tarifario Naturgy agosto 2019

Dado que el precio del GNL tiene un tope máximo, de acuerdo a contrato, se asume que la variación del precio final del GNL, esto es en el punto de entrega, no tendrá una variación significativa durante el periodo de estimación. Asimismo, dado que el combustible que se necesita es el GNL, este no necesitará ser regasificado, por lo tanto, no se debe incluir en la estructura del precio el componente de “distribución por ductos”. A continuación, se muestra el precio del GNL para un usuario industrial (categoría D) cuyo punto de entrega del producto es en la planta de regasificación de la concesionaria:

**Figura 2.20 Precio del GNL para Usuario Industrial**

Componente	Soles / m3	US\$ / MMBTU
Precio GNL	0.63601	3.99
Reargo FISE	0.00650	0.04
<b>Precio total GNL</b>	<b>0.64251</b>	<b>4.03</b>
<b>Transporte virtual</b>	<b>0.47250</b>	<b>2.96</b>
<b>TOTAL</b>		<b>6.99</b>

Fuente: Pliego tarifario Naturgy agosto 2019  
Elaboración: Autores de Tesis

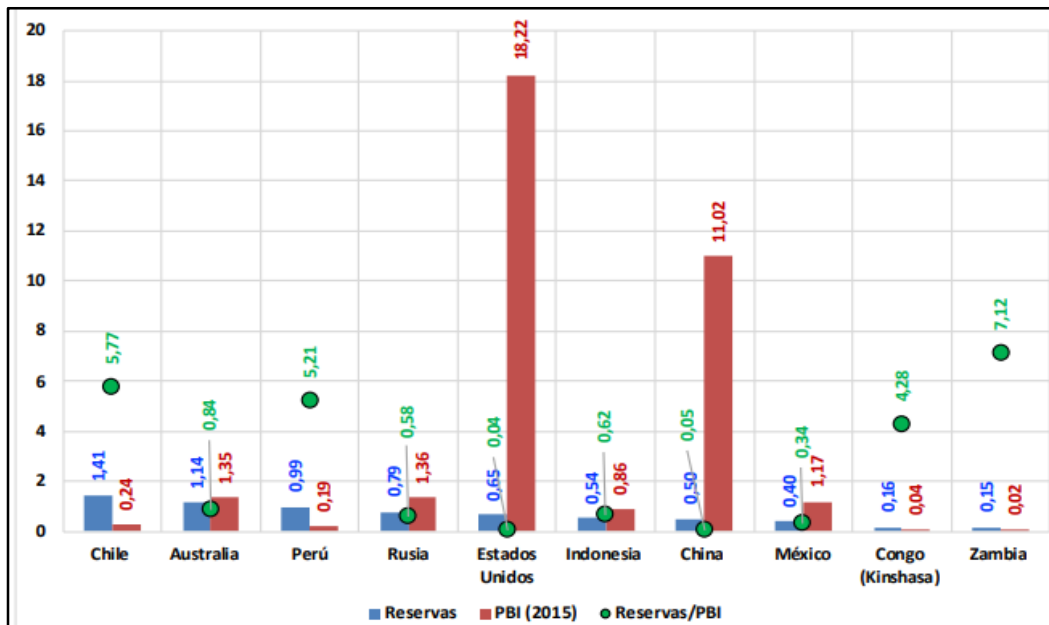
### 2.3 Minería en el Perú

La minería es una actividad que se realiza en el Perú desde tiempos inmemorables, actividad que se conserva y desarrolla gracias a las grandes inversiones que realizan las organizaciones nacionales e internacionales. Nuestra diversidad geográfica y el importante potencial geológico nos permite contar con una vasta fuente de metales, siendo la Cordillera de los Andes la principal fuente de depósitos minerales del mundo.

Los minerales producidos en el Perú tienen una alta demanda en el mercado mundial actual, países como Estados Unidos, China, Suiza, Japón, Canadá y la Unión Europea son los principales demandantes.

Nuestro país cuenta con grandes reservas de diversos metales importantes como lo son el cobre, oro, plata, zinc, entre otros. De acuerdo a lo señalado por el Ing. Luis Espinoza, la totalidad de nuestras reservas de minerales están valorizadas en 1.2 millones de millones de dólares, lo cual equivale a 6 veces el PBI del país. La figura II.21 muestra la equivalencia del valor de las reservas de minerales más importantes en el mundo respecto al PBI del país en el que se encuentran.

Figura 2.21 Valor de las Reservas Mineras y PBI (Tera US\$)



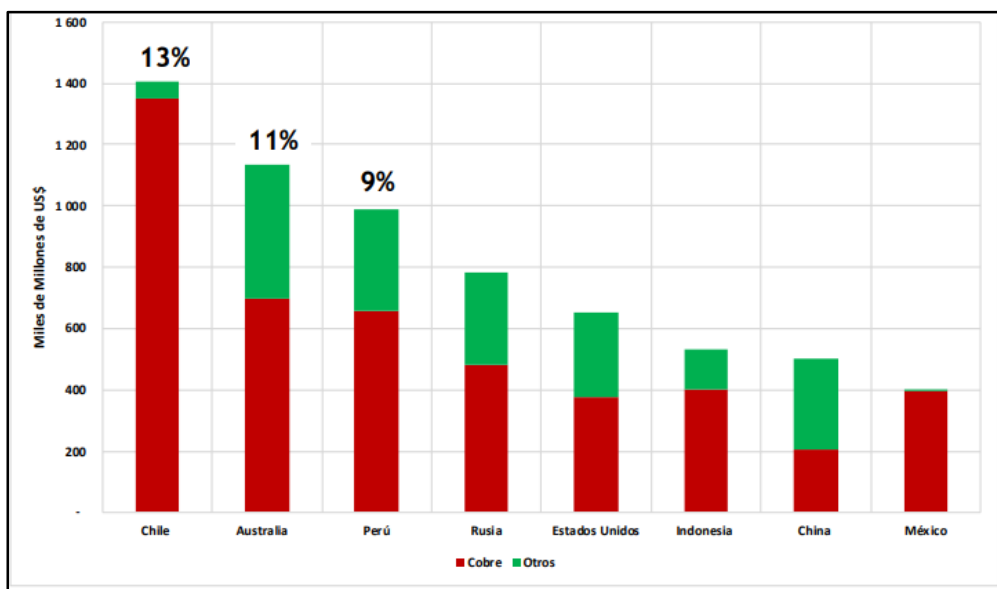
Fuente: ¿Por qué es importante desarrollar el Gas Natural en el Sur del País? Año 2019

Elaboración: Ing. Luis Espinoza (Ex Viceministro de Energía y Experto en Regulación de Energía)



A nivel mundial, Chile tiene el 13% del valor de las reservas mineras mundiales, de las cuales, más del 95% corresponde al cobre. En Perú, se cuenta con el 9% del valor mundial, donde el cobre representa más del 60% de dicho valor. En la figura II.22 se detalla el valor de las principales reservas mineras mundiales por país, donde se observa que el Perú ocupa el tercer lugar.

**Figura 2.22 Valor de las Reservas Mineras (sin Hierro)**



Fuente: ¿Por qué es importante desarrollar el Gas Natural en el Sur del País? Año 2019

Elaboración: Ing. Luis Espinoza (Ex Viceministro de Energía y Experto en Regulación de Energía)

En la Tabla 2.2 se especifican las reservas de los principales metales con los que cuenta nuestro país, así como su posición a nivel mundial. Se puede observar que el Perú cuenta con el 10% en reservas de cobre a nivel mundial, ocupando el tercer lugar.

**Tabla 2. 2 Reservas de los principales metales en Perú y posición a nivel mundial**

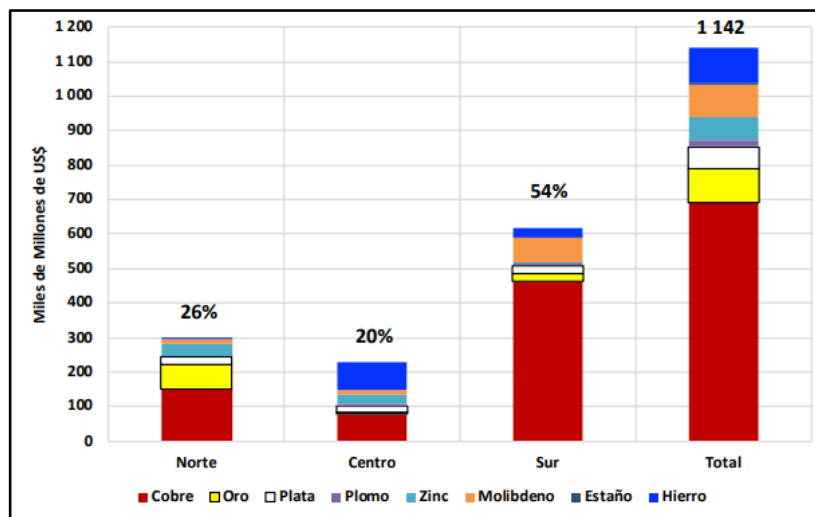
Metal	Reservas	% Total mundial	Posición
Cobre (Miles de TM)	83,000	10.0%	3
Oro ( TM)	2,600	4.8%	5
Zinc (Miles de TM)	21,000	9.1%	3
Plata ( TM)	110,000	19.6%	1
Plomo (Miles de TM)	6,000	7.2%	5
Estaño ( TM)	110,000	2.3%	11
Molibdeno (Miles de TM)	2,400	14.1%	3

Fuente: Anuario Minero 2018, Ministerio de Energía y Minas.

Elaboración: Autores de esta tesis.

Además, las reservas de cobre están concentradas en aproximadamente un 70% el sur del país, tal como se muestra en la Figura 2.23:

**Figura 2.23 Valor de las Reservas Metálicas del Perú**

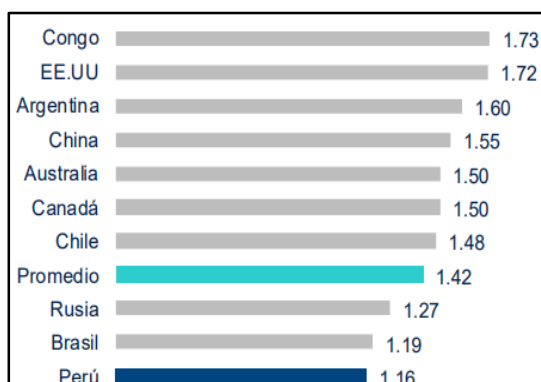


Fuente: ¿Por qué es importante desarrollar el Gas Natural en el Sur del País? Año 2019

Elaboración: Ing. Luis Espinoza (Ex Viceministro de Energía y Experto en Regulación de Energía)

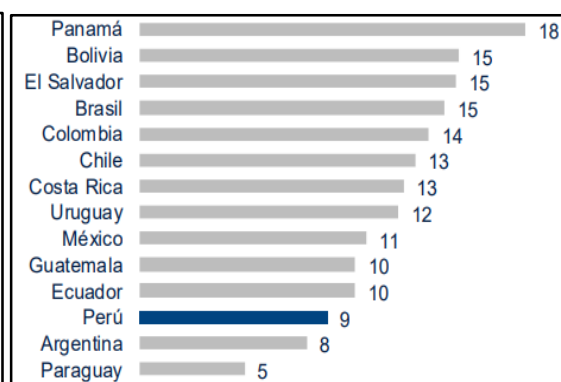
El Perú es un país competitivo en el sector minero metálico principalmente por los recursos mineros con los que cuenta, donde el cobre representa más del 50% del PBI metálico. Nuestro país ocupa el segundo lugar en el ranking mundial del índice de competitividad minera en el año 2017, mientras que Chile, ocupa el primer puesto. En la Figura 2.25 se observa que el Perú tiene los costos más bajos de producción, alcanzando US\$ 1.2/libra; mientras que en Chile es de US\$ 1.5/libra. Esta brecha se explica por una menor tarifa eléctrica, la cual es difiere en cUS\$ 4/KWh.

**Figura 2.24 Cash Cost de los Principales países Productores de Cobre (US\$/Libra)**



Fuente: BBVA Research.  
Perú. Situación del sector minero

**Figura 2.25 Tarifas Eléctricas para Clientes Industriales (cUS\$/KWh)**



Fuente: BBVA Research.  
Perú. Situación del sector minero

Por lo tanto, se deben buscar a para brindar mejores oportunidades de inversión para maximizar beneficios ante cualquier caída en los precios del cobre por la volatilidad del mercado. Chile ocupa el primer lugar en reservas de cobre a nivel mundial con una participación del 22%; mientras que el Perú ocupa el tercer lugar, con un 10%. Ante esta situación, es necesario evaluar una alternativa que nos permita ampliar la brecha existente en los costos de producción de nuestro país respecto a los del principal competidor.

### **2.3.1. Principales productos de la minería metálica**

La actividad tiene objetivo obtener un elemento metálico a partir de su estado natural en donde los minerales se encuentran mezclados, para este fin se utiliza procedimientos mecánicos y físicos. Los elementos metálicos obtenidos se clasifican en básicos, ferrosos, preciosos y radioactivos. En el Perú, la producción de estos elementos son cobre, oro, zinc, plata, plomo, hierro, estaño, molibdeno, arsénico y bismuto.

**Tabla 2.3 Producción Minera Metálica del Perú y Posición en Latinoamérica y el Mundo**

PRODUCTO	UNIDAD	2018*	Latinoamérica	Mundo
COBRE	Millones de TMF	2.44	2	2
ORO	TMF	142.64	1	6
ZINC	Millones de TMF	1.47	1	2
PLATA	TMF	4,163	2	2
PLOMO	TMF	289,195	1	3
ESTAÑO	TMF	18,601	1	4
MOLIBDENO	TMF	28,034	2	4

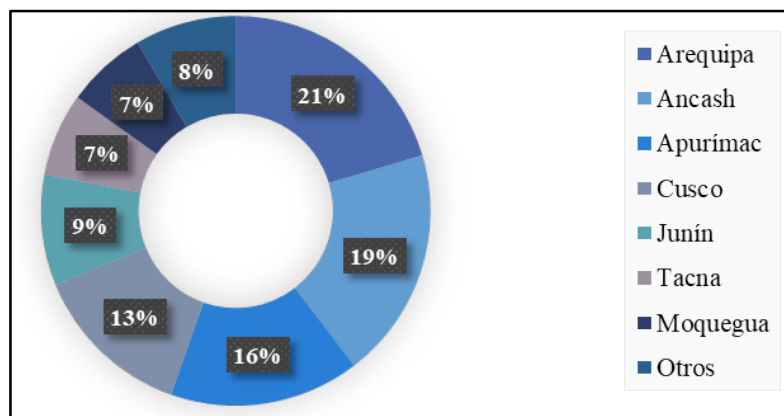
Fuente: Anuario Minero 2018, Ministerio de Energía y Minas.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

La Tabla 2.3 muestra la producción minera metálica del país, en donde se puede apreciar que ocupamos el segundo lugar en producción de cobre a pesar de tener el tercer lugar de las reservas mundiales de este mineral. Para el caso del zinc y plomo, también se observa una mejor posición en producción mundial de estos minerales respecto a la posición en la que nos ubicamos en cuanto a reservas. Sin embargo, si bien

ocupamos el primer lugar en producción de oro en Latinoamérica, ocupamos el sexto a nivel mundial, pese a que estamos posicionados en el quinto lugar en el ranking de reservas mundiales.

En la Figura 2.26 se observa que el 56% de la producción de cobre a nivel nacional se concentra en los departamentos de Arequipa, Ancash y Apurímac.

**Figura 2.26 producción nacional de Cobre por Región en 2018**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2018.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

**Tabla 2.4 Producción de Cobre por Unidad Minera 2015-2018 (TMF)**

	2015	2016	2017	2018	Participación
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.	255,917	522,134	501,815	494,284	20%
Compañía Minera Antamina S.A.	411,973	443,625	439,248	459,539	19%
Minera Las Bambas S.A	6,667	329,368	452,950	385,308	16%
Southern Perú Copper Corporation	321,787	312,859	306,153	330,837	14%
Minera Chinalco Perú S.A.	-	168,376	194,704	208,298	9%
Compañía Minera Antapaccay S.A	203,360	221,399	206,493	205,414	8%
Hudbay Perú S.A.C	106,063	133,439	121,782	122,178	5%
Sociedad Minera El Brocal S.A.A	32,315	49,170	45,778	47,280	2%
Nexa Resources Perú S.A.A.	41,030	42,524	45,030	39,784	2%
Gold Fields La Cima S.A.	29,886	32,282	31,460	33,483	1%
Otros	291,819	98,683	100,171	110,546	5%
<b>Total</b>	<b>1,700,817</b>	<b>2,353,859</b>	<b>2,445,584</b>	<b>2,436,951</b>	<b>100%</b>

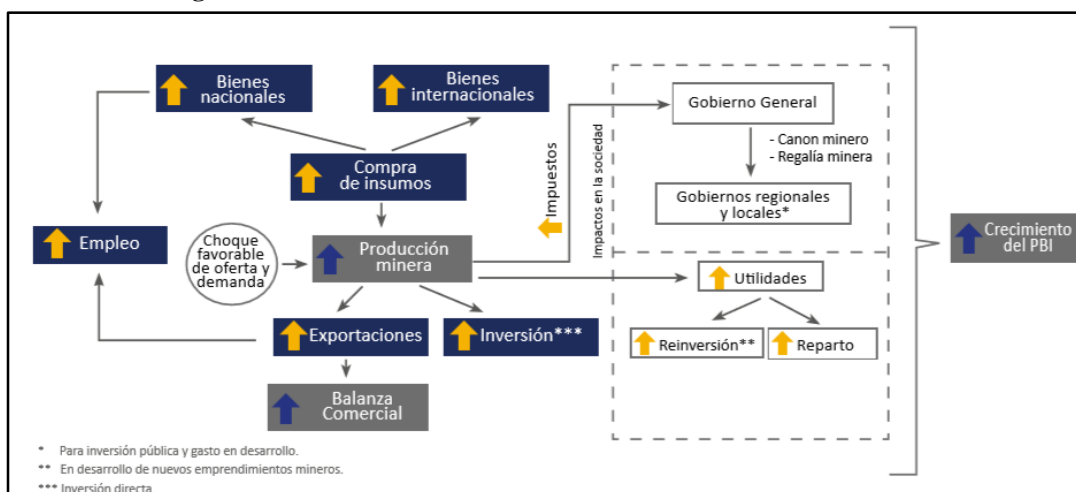
Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2018.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

### 2.3.2 Contribución de la minería al PBI

La minería es uno de los sectores más importantes de la economía por su contribución al PBI, principalmente al sector exportación, seguido de la inversión, siendo una fuente de generación de empleos directos e indirectos, así como su impacto en la sociedad a través del pago de la regalía minera al gobierno central, la cual es trasladada a los gobiernos regionales y locales mediante el canon.

La Figura 2.27 muestra el mecanismo de transmisión de la producción minera en las variables agregadas de la economía peruana.

**Figura 2.27 Interacciones del Sector Minero en la Economía Peruana**



Fuente: Tamayo, Jesús; Salvador, Julio; Vásquez, Arturo y Víctor Zurita (Editores) (2017). La industria de la minería en el Perú: 20 años de contribución al crecimiento y desarrollo económico del país. Osinergmin. Lima-Perú.

La minería metálica aporta un 10% a la producción total del país (donde el cobre tiene una participación de 5.3 % en el PBI del país) un 12% a la inversión privada total y un 59% al valor total de las exportaciones (las exportaciones del cobre son el 30% de las exportaciones totales, tal como se muestra en la Figura 2.28). Asimismo, tiene una participación del 5% en la población económicamente activa y genera el 3% de los ingresos fiscales del país.

En el 2018 las exportaciones mineras del Perú sumaron US\$ 29,451 millones que representa encima del 60% del valor general de exportación del país. Siendo la minería metálica la que contribuyo con US\$ 28,823 millones que representa el 58.9% de la estructura del valor de las exportaciones del país. La exportación del cobre, oro y zinc

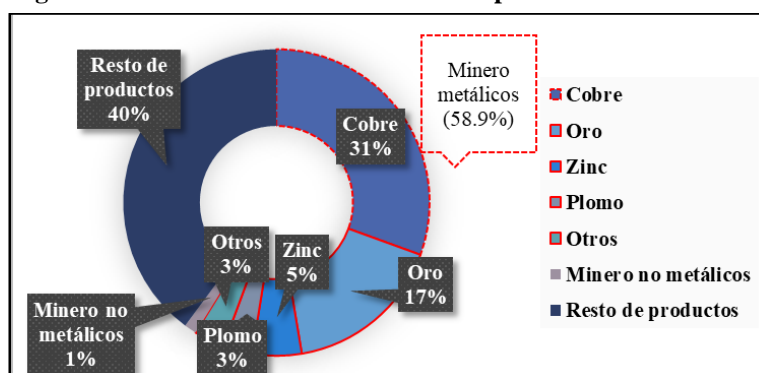
representaron más del 70% de las exportaciones mineras metálicas, obteniendo crecimientos de 8.4%, 3.3% y 7.9%, respectivamente, en comparación al año anterior.

**Tabla 2.5 PBI de la minería metálica (millones de S/ 2007)**

Año	PBI Minería metálica	% PBI Minería e Hidrocarburos	% PBI
2005	31,757	73%	12%
2006	32,050	73%	11%
2007	33,254	72%	10%
2008	35,632	72%	10%
2009	34,878	70%	10%
2010	33,929	67%	9%
2011	33,210	65%	8%
2012	34,044	65%	8%
2013	35,494	64%	8%
2014	34,703	64%	7%
2015	40,155	67%	8%
2016	48,662	70%	10%
2017	50,840	71%	10%
2018	49,961	71%	9%

Fuente: BCRP  
Elaboración: Autores de esta tesis.

**Figura 2.28 Estructura del Valor de las Exportaciones en el 2018**



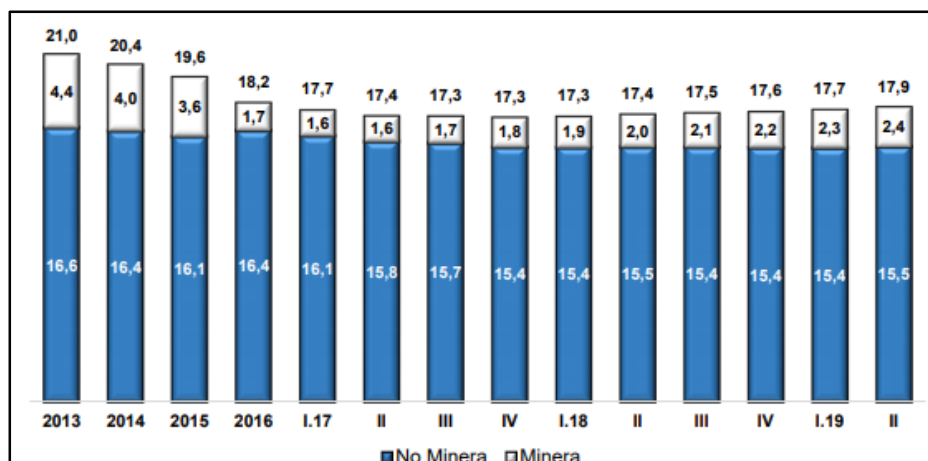
Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2018.  
Elaboración: Autores de esta tesis.

En el Perú se distinguen dos etapas en la evolución del sector minero metálico, la primera conocida como la etapa del auge de las inversiones se da en el periodo 2011 – 2014 en donde se construyeron grandes proyectos mineros, principalmente para el cobre por un monto aproximado de USD 21 mil millones, por lo que se le considera uno de los motores del crecimiento de la inversión privada. En la segunda etapa, la etapa del auge de la producción durante el periodo 2015 – 2017, las minas empiezan a operar dando como resultado una gran participación en el volumen de las exportaciones

tradicionales (mineras), mientras que sucede lo contrario con la inversión. En consecuencia, a mediados del 2016 se desacelera el crecimiento de la producción minera a medida que las minas alcanzas sus máximos niveles de operación.

La Figura 2.29 muestra la evolución de la inversión privada como porcentaje del PBI desde el año 2013 hasta el segundo trimestre del 2019.

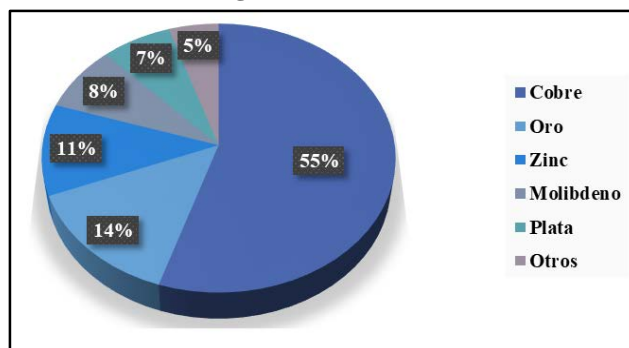
**Figura 2.29 Inversión Privada Minera y no Minera (% PBI)**



Fuente: Notas de Estudios del BCRP No. 61 – 22 de agosto de 2019.

En los últimos trimestres, la inversión minera ha crecido principalmente por los rubros de equipamiento minero y desarrollo y preparación. Inversiones como en el proyecto Quellaveco (US\$ 261 MM), Mina Justa (US\$185 MM), Ampliación Toromocho (US\$ 79 MM) y en el proyecto Quecher Main (US\$ 42 MM), son las que destacaron en el último trimestre de este año.

**Figura 2.30 Participación del PBI Minero Metálico Según Producto 2018**



Fuente: Anuario Minero 2018, Ministerio de Energía y Minas  
Elaboración: Autores de esta tesis.

### 2.3.3. Pronósticos de crecimiento de la minería

La inversión minera crecerá 19% este año y otro 23% en el 2019, el ritmo más alto desde el 2011, según estimaciones del MEF. Entre el 2020 y el 2022, su crecimiento anual llegaría a 11% en promedio, gracias a que continuará la construcción de grandes proyectos y comenzará la de otros de mediana envergadura. Como consecuencia de estas iniciativas, se espera un incremento anual de 3,5% en el PBI minero en el período 2019-2021.

Figura 2.31 Cartera de Proyectos de Construcción de Minas (31-10-2018)

Inicio de construcción	Inicio de operaciones	Proyecto	Operador	Región	Mineral principal	Etapas de avance	Inversión global (US\$ millones)
En construcción	2018	Ampliación Toquepala	Southern Peru Copper Corporation, Suorsal del Perú	Tacna	Cobre	Construcción	1,255
	2019	Quecher Main	Minera Yanacocha S.R.L.	Cajamarca	Oro	Construcción	300
	2019	Relaves B2 San Rafael	Minsur S.A.	Puno	Estaño	Construcción	200
	2020	Ampliación Toromocho	Minera Chinalco Perú S.A.	Junín	Cobre	Construcción	1,355
	2020	Ariana	Ariana Operaciones Mineras S.A.C	Junín	Cobre	Construcción	125
	2020	Mina Justa	Marcobre S.A.C.	Ica	Cobre	Construcción	1,600
	2022	Quellaveco	Anglo American Quellaveco S.A.	Moquegua	Cobre	Construcción	5,300
	2020	Ampliación Santa María	Compañía Minera Poderosa S.A.	La Libertad	Oro	Ingeniería de detalle	110
	2021	Optimización Lagunas Norte	Minera Barrick Misquichilca S.A.	La Libertad	Oro	Ingeniería de detalle	640
	2022	Ampliación Pachapaqui	ICM Pachapaqui S.A.C.	Áncash	Zinc	Factibilidad	117
	2022	Corani	Bear Creek Mining S.A.C.	Puno	Plata	Ingeniería de detalle	585
	2022	Integración Corocohuayco	Compañía Minera Antapaccay S.A.	Cusco	Cobre	Factibilidad	590
	2022	Tía María	Southern Peru Copper Corporation, Suorsal del Perú	Arequipa	Cobre	Ingeniería de detalle	1,400
	2020	Pampa de Pongo	Jinzha Mining Perú S.A.	Arequipa	Hierro	Ingeniería de detalle	2,200
	2023	Yanacocha Sulfuros	Minera Yanacocha S.R.L.	Cajamarca	cobre	Pre-factibilidad	2,100
	2023	Zafranal	Compañía Minera Zafranal S.A.C.	Arequipa	Cobre	Factibilidad	1,157
	2023	Anubia	Anubia S.A.C.	Apurímac	Cobre	Pre-factibilidad	90
	2023	Los Chancas	Southern Peru Copper Corporation, Suorsal del Perú	Apurímac	Cobre	Pre-factibilidad	2,800
	2023	Quicay II	Corporación Minera Centauro S.A.C.	Pasco	Oro	Pre-factibilidad	400
	2023	San Gabriel (Ex Chucapaca)	Compañía de Minas Buenaventura S.A.A.	Moquegua	Oro	Pre-factibilidad	431
	2024	Fosfatos Pacífico	Fosfatos del Pacífico S.A.	Plura	Fosfato	Factibilidad	831
	2024	Haquira	Minera Antares Perú S.A.C.	Apurímac	Cobre	Pre-factibilidad	1,860
	2023	Magistral	Nexa Resources Perú, S.A.A.	Áncash	Cobre	Factibilidad	480
	2025	Michiquillay	Southern Peru Copper Corporation, Suorsal del Perú	Cajamarca	Cobre	Pre-factibilidad	2,500
Por definir	Por definir	Ampliación Bayóvar	Compañía Minera Miski Mayo S.R.L.	Plura	Fosfato	Factibilidad	300
		Antilla	Panoro Apurímac S.A.	Apurímac	Cobre	Pre-factibilidad	250
		AZOD (Accha y Yanque)	Exploraciones Collasuyo S.A.C.	Cusco	Zinc	Pre-factibilidad	346
		Bayovar 12	Juan Paulo Quay S.A.C	Plura	Fosfato	Pre-factibilidad	168
		Cañariaco (Norte)	Cañariaco Copper Perú S.A.	Lambayeque	Cobre	Factibilidad	1,600
		Cañón Florida (Ex Bongará)	Nexa Resources Perú, S.A.A.	Amazonas	Zinc	Factibilidad	214
		Conga	Minera Yanacocha S.R.L.	Cajamarca	Oro	Factibilidad	4,800
		Cotabambas	Panoro Apurímac S.A.	Apurímac	Cobre	Pre-factibilidad	1,533
		Don Javier	Junefeld Group S.A.	Arequipa	Cobre	Pre-factibilidad	600
		El Galeno	Lumina Copper S.A.C.	Cajamarca	Cobre	Pre-factibilidad	3,500
		El Padrino e Hilarión	Nexa Resources Perú, S.A.A.	Áncash	Zinc	Factibilidad	470
		Fosfatos Mantaro	Mantaro Perú S.A.C.	Junín	Fosfato	Pre-factibilidad	850
		Hierro Apurímac	Apurímac Fernu S.A.	Apurímac	Hierro	Pre-factibilidad	2,900
		La Granja	Rio Tinto Minera Perú Limitada S.A.C.	Cajamarca	Cobre	Pre-factibilidad	5,000
		Los Calatos	Minera Hampton Perú S.A.C	Moquegua	Cobre	Pre-factibilidad	655
		Macusani	Macusani Yellowcake S.A.C.	Puno	Uso	Pre-factibilidad	800
		Ollachea	Minera Kuri Kullu S.A.	Puno	Oro	Factibilidad	178
		Pukaqaqa	Nexa Resources Perú, S.A.A.	Huancavelica	Cobre	Pre-factibilidad	706
		Quechua	Compañía Minera Quechua S.A.	Cusco	Cobre	Factibilidad	1,290
		Racaycocha Sur	Minera Peñoles de Perú S.A.	Áncash	Cobre	Pre-factibilidad	1,000
		Rio Blanco	Rio Blanco Copper S.A.	Plura	Cobre	Factibilidad	2,500
		Rondoní	Compañía Minera Vichaycocha S.A.	Huánuco	Cobre	Pre-factibilidad	250
		San Luis	Reliant Ventures S.A.C.	Áncash	Plata	Factibilidad	100
Trapiche	El Molle Verde S.A.C.	Apurímac	Cobre	Pre-factibilidad	700		
<b>TOTAL</b>		<b>(48 proyectos)</b>					<b>58,134</b>

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM)

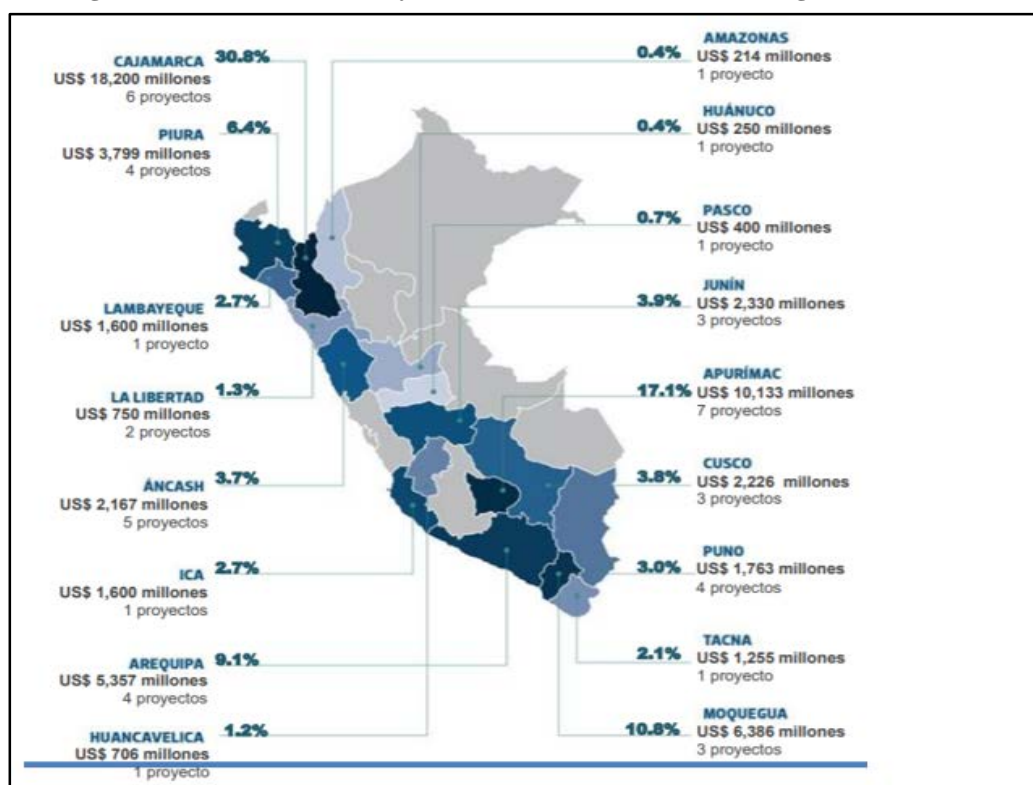
Elaboración: Dirección General de Promoción y Sostenibilidad Minera (DGPSM)



La cartera a de proyectos actualizada, consta de 48 proyectos lo que representa una inversión de US\$ 59,134 millones. Los proyectos greenfield representa el 89% de la inversión total, con US\$ 52,368 millones en 38 proyectos nuevos y 01 de reaprovechamiento de relaves; y los proyectos brownfield representa el 11% de la inversión total con US\$ 6,766 millones en 05 proyectos de ampliación y 04 de reposición.

Las locaciones a nivel nacional de los proyectos mencionados están repartidas en 17 regiones del país, siendo Cajamarca la que cuenta con mayor monto establecido de US\$ 18,200 millones en 6 proyectos, seguido por Apurímac con US\$ 10,133 millones en 7 proyectos y Moquegua con US\$ 6,386 millones en 3 proyectos; como los de mayor impacto económico.

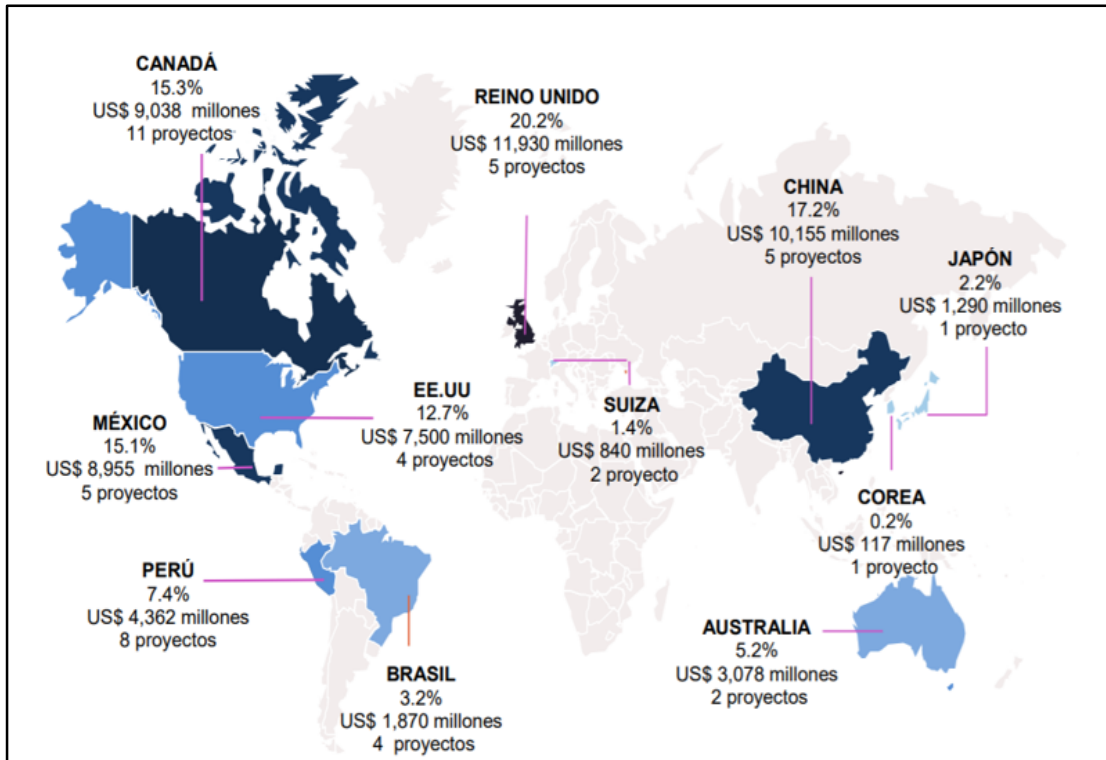
**Figura 2.32 Inversión en Proyectos de Construcción de Mina Según Ubicación**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM)  
Elaboración: Dirección General de Promoción y Sostenibilidad Minera (DGPSM)

Los orígenes de las inversiones son provenientes de 11 países a nivel mundial, siendo Reino Unido, China, Canadá, México y EE. UU con 20,2%, 17,2%, 15,3%, 15,1% y 12,7% de aporte a la cartera de proyectos. Es también importante considerar la participación del capital peruano con un 7,4% ocupando así la sexta posición de las inversiones en nuestro país.

**Figura 2.33 Inversión en Cartera de Proyectos Según el País de origen del Inversor**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM)

Elaboración: Dirección General de Promoción y Sostenibilidad Minera (DGPSM)

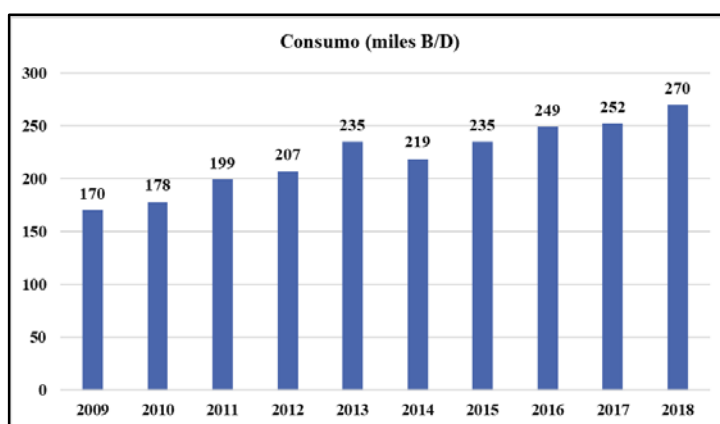
Asimismo, según tipo de mina, son 32 proyectos mina a tajo abierto (US\$ 49,650 millones), 08 proyectos de mina subterránea (US\$ 2,289 millones), 08 mixtas es decir a tajo abierto y subterránea (US\$ 5,196 millones); y 03 proyectos adicionales en donde 02 de estos proyectos no está definido el método a utilizar y el restante es el reaprovechamiento de relaves (US\$ 2,000 millones).

Los 3 principales productos de la cartera de 48 proyectos son: el cobre, con 27 proyectos, el oro con 07 proyectos y el hierro con 02 proyectos, los cuales representan una inversión de US\$ 42,196 millones, US\$ 6,858 millones y US\$ 5,100 millones respectivamente.

#### ***2.3.4. Demanda de Diésel para la Minería Nacional***

En la Figura 2.34 se observa el crecimiento del consumo interno nacional de combustibles en esta última década.

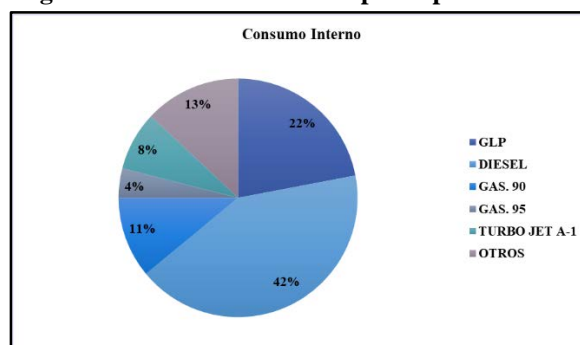
**Figura 2.34 Evolución del consumo Interno de Combustible Periodo 2009-2008**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM)  
Elaboración: Autores de esta tesis

El producto más utilizado es el Diésel el cual representa el 42%, seguido del GLP que representa el 22% del consumo global en el periodo 2018.

**Figura 2.35 Consumo Interno por Tipo de Combustibles**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (MEM)  
Elaboración: Autores de esta tesis

El consumo de combustibles en el sector minero metalúrgico para el periodo 2009 – 2018 se muestra en la Figura 2.36

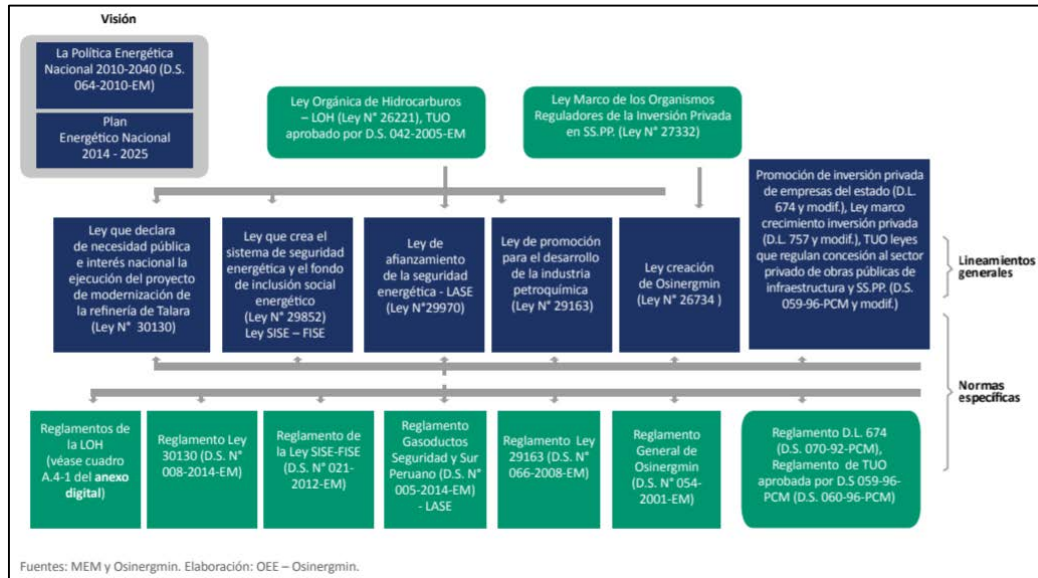
**Figura 2.36 Consumo de combustibles en el sector minero metalúrgico 2009 - 2018 (TJ)**

PRODUCTO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CARBÓN MINERAL	2 820	2 443	2 517	2 569	2 901	3 679	4 052
COQUE	199	0	0	19	1,016	2,467	1,117
DIÉSEL	13,300	15,161	14,756	14,540	15,399	15,089	16,399
GAS DISTRIBUIDO	2,950	3,499	3,849	3,780	3,730	4,009	2,310
GASOLINA/GASOHOL	73	80	82	85	6	6	7
GLP	753	1,025	1,263	1,633	0	0	0
KEROSENE	581	594	0	0	0	0	0
PETROLEO INDUSTRIAL	316	477	937	92	0	0	0

Fuente: Sistema Nacional de Información Ambiental (SINIA)  
Elaboración: Autores de esta tesis

## 2.4 Marco Normativo Legal e Incentivos Tributarios

El Marco Normativo del subsector Hidrocarburos viene dado por la siguiente figura (mayor detalle ver Anexo I):



### 2.4.1. Política Energética Nacional

Mediante el Decreto Supremo N°064-2010-EM, se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, la cual tiene como visión “un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación y en la investigación e innovación tecnológica continua.” Además, establece los siguientes objetivos a mediano y largo plazo:

- Contar con un abastecimiento energético competitivo.
- Acceso universal al suministro energético.
- Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.
- Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos.
- Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible.
- Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética.

- Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente.
- Fortalecer la institucionalidad del sector energético.
- Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo.

#### ***2.4.2. Planificación Energética Nacional***

Actualmente, se viene elaborando el Sistema de Planificación e Información Energética Nacional (SPEN), el cual permitirá atender la demanda de energía de forma confiable, continua y eficiente, mediante objetivos de mediano y largo plazo para el sector. Entre los principales instrumentos de planificación energética nacional, tenemos:

- Sistema de Planificación Energética Nacional, DGEE, MINEM, 05 de abril 2019.
- Plan de Transmisión 2019-2028, DGE, R.M. 540-2018-MEM/DM, 31 de diciembre 2018.
- Plan Energético Nacional 2014-2025, DGEE, MINEM, 18 de noviembre 2014.
- Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible (NUMES) y Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), como Instrumentos de Planificación, RG-ARCAN/Cenergia, MEM, Lima, 31 de enero 2012.
- Plan Bicentenario: Perú al 2021, CEPLAN, D.S. 054-2011-PCM, 22 de julio 2011.

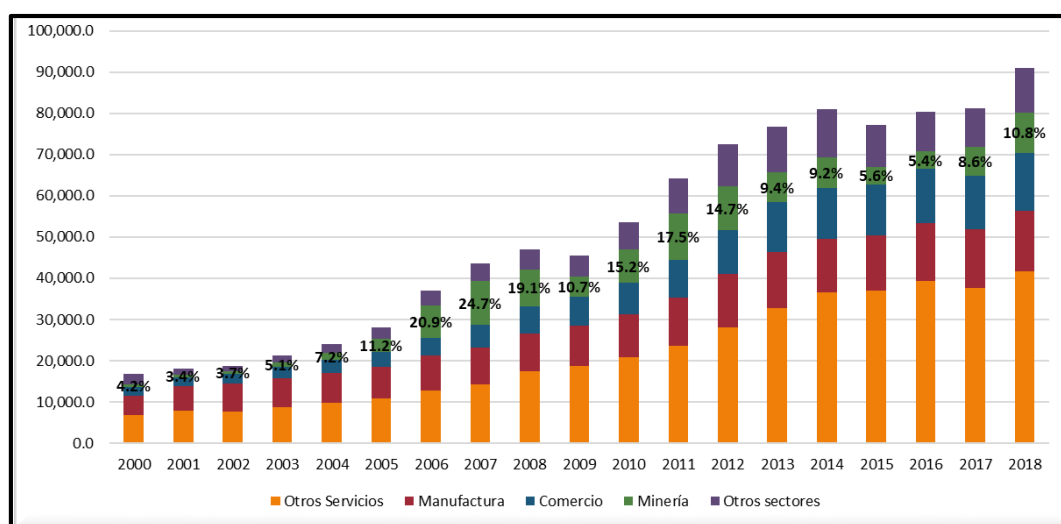
#### ***2.4.3. Incentivos Tributarios en el Sector Energía y Minas***

En el último año, la recaudación interna en el Perú alcanzó los S/ 90,918.2 millones de Soles, siendo el sector de otros servicios el que más ingresos generó al estado con una participación del 46%. El segundo y tercer lugar lo ocupan los sectores de manufactura y comercio, respectivamente, con una participación del 16% cada uno.

El sector minero contribuyó con aproximadamente el 11% de la recaudación tributaria durante el año 2018. Es importante resaltar que esta actividad económica ha mostrado el mayor crecimiento en su participación durante el periodo 2000-2018, en comparación con los demás sectores. Actualmente, el sector minero cuenta con beneficios tributarios que le permiten recuperar su inversión en un periodo

relativamente corto, mediante la aplicación del método de depreciación acelerada para la maquinaria y equipos utilizados con una tasa máxima anual de 20%. Otro beneficio es el de la devolución definitiva del IGV e IPM que grava las importaciones y/o adquisiciones locales durante la fase de exploración.

**Figura 2.37 Ingreso Tributario Anual Recaudado Por la SUNAT - Tributos Internos Según Actividad Económica, 200-2018 (Millones de Soles)**



Elaboración propia  
Fuente: SUNAT

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 33° y el Apéndice V del TUO de la Ley del IGV, las empresas que exportan bienes y servicios pueden acceder al beneficio que origina el saldo a favor del exportador como consecuencia de la no afectación de dichas exportaciones al IGV. Este beneficio viene dado por el IGV de las compras o adquisiciones de bienes y servicios destinados a la exportación de bienes, al cual se le da el mismo tratamiento que un crédito fiscal y puede ser compensado con cualquier otro tributo del Tesoro Público. En caso no se agote, se podrá solicitar la devolución del mismo de acuerdo con lo establecido en el reglamento.

Dados los beneficios tributarios con los que goza el sector, no se considera relevante adicionar un beneficio tributario que incentive la implementación del sistema dual de combustible en los camiones de carga pesada. Pues, toda la inversión necesaria para dicha implementación sería considerado como parte del activo fijo, el cual tiene el beneficio de la aplicación del método depreciación acelerada para recuperar la inversión mencionada.

## **CAPITULO III. ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA**

Nuestra política energética nos plantea contar con un sector energético competitivo, eficiente, diversificado, universal, autosuficiente, y sostenible, mediante el uso del gas natural y las energías renovables en las diferentes actividades económicas. En ese sentido, debemos buscar la manera de poner en valor un recurso energético competitivo, eficiente y sostenible, como el gas natural, en los principales sectores económicos del país, como la minería.

El consumo de GNL como fuente energética es una buena alternativa de suministro de combustible para la actividad minera. Es por ello que se debe evaluar la viabilidad de sustituir los hidrocarburos líquidos convencionales, como el diésel, por gas natural licuado en la flota de camiones mineros de gran tonelaje, lo cual puede otorgar múltiples beneficios económicos y ambientales al sector minero, y al país. El cambio de la matriz energética hacia combustibles no fósiles y fuentes energéticas renovables para lograr un desarrollo eficiente, sustentable y descentralizado, es parte de la transición energética a nivel mundial.

De acuerdo con el ministro de Energía y Minas, Francisco Ísmodes Mezzano, “La clave para asegurar la sostenibilidad energética del futuro es la implementación de ejercicios periódicos de planificación y el MINEM está realizando esfuerzos para fortalecer esa capacidad a través de la Dirección General de Eficiencia Energética, porque eso permite un mejor seguimiento y avance de los temas estratégicos del sector”, además “El sistema de planificación nos permitirá fortalecer la seguridad energética del país, elevar el bienestar de los peruanos y desarrollar el contenido de la Política Energética Nacional del Perú 2010 – 2040”. Asimismo, “La demanda de gas natural se complementará perfectamente con el uso de las energías renovables no convencionales, como la solar, eólica y otras”. (Declaraciones en el foro “Seguridad Energética, la Macro Sur y la Región Moquegua: Desarrollo económico y crecimiento incluyente”, realizado en Ilo, Moquegua el 25.05.2019).

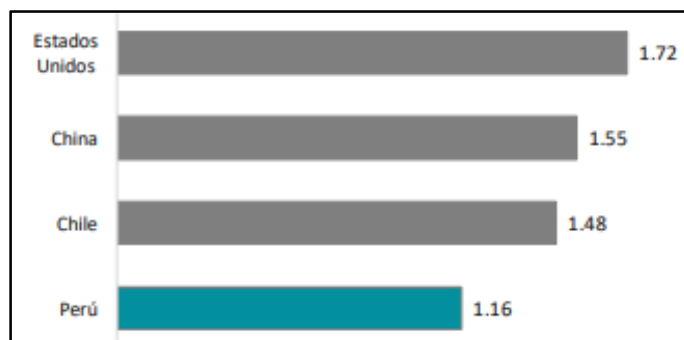
### **3.1 Eficiencia Económica**

La energía es un componente importante del costo de producción en la minería, es por ello que contar con un recurso energético o combustible de bajo costo es un punto

clave y genera una ventaja competitiva en el sector minero con respecto a otros países que también buscan desarrollar su industria minera o mantener su liderazgo en el sector.

Los principales componentes energéticos de la minería son la electricidad y el combustible diésel. En el Perú, la generación eléctrica se basa principalmente en la hidroeléctrica y termoeléctrica, lo cual brinda una gran ventaja al sector minero al no tener que utilizar diésel o residual en el proceso de generación eléctrica, aunque podría mejorar si la generación eléctrica incluyera en su matriz energética un mayor porcentaje de recursos energéticos renovables no convencionales como la eólica y solar. Por otro lado, el uso de combustible diésel es intenso en los camiones mineros para el transporte del mineral, y en las maquinarias y equipos para el procesamiento del mineral. Al implementar una sustitución parcial o total del consumo de combustible diésel por GNL, los costos de operación disminuyen, dado que el precio del GNL es menor que el precio del diésel, en términos de \$/MMBTU. Asimismo, esto impacta positivamente en el flujo económico del sector minero, permitiendo que las empresas mineras puedan disponer de mayor liquidez y recursos económicos que puede destinarlos para ampliar operaciones u otras inversiones, como Investigación & Desarrollo Sostenible.

**Figura 3.1 Países Productores de Cobre - " Cash Cost " Top 4 ( USD por Libra)**



Fuente: BBVA Research (2019) Perú. Situación del sector minero

“Los costos de producción de los minerales, se rigen básicamente por los servicios, la mano de obra y la energía en sus procesos. En el caso del cobre se identifican diversos niveles para el cash cost (costos de producción) que otorga ventajas competitivas evidentes. La generación eléctrica, su principal proveedor, registra tarifas eléctricas competitivas a nivel internacional, 30% menor a nuestro principal competidor en producción de cobre (Chile) que representa una tarifa competitiva para costos de producción de mina. La diferencia en el cash cost del cobre entre Perú y Chile (0,32 US\$/libra) es atribuible, en al menos 50%, al costo de la energía de los respectivos



países para proyectos de alto riesgo.” (Ver Quintanilla E. (2016) Cuadernos de energía – Pág. 3).

“En la práctica la energía debe situarse a priori, antelándose a los ciclos económicos de la minería, con una visión estratégica de energía aunada a la principal actividad del país, con preparación en el corto plazo y con perspectivas de transición en el largo. Escenarios futuros de la transición energética conducen a privilegiar la sostenibilidad a través de la provisión de fuentes renovables con futuros instrumentos competitivos: energías renovables (generación) y GNL (transporte) en las unidades mineras.” (Quintanilla E. (2019) Energía “procíclica”: un estudio de caso del desarrollo de la industria minera. Cuaderno de energía N°58).

### **3.2 Dependencia Energética**

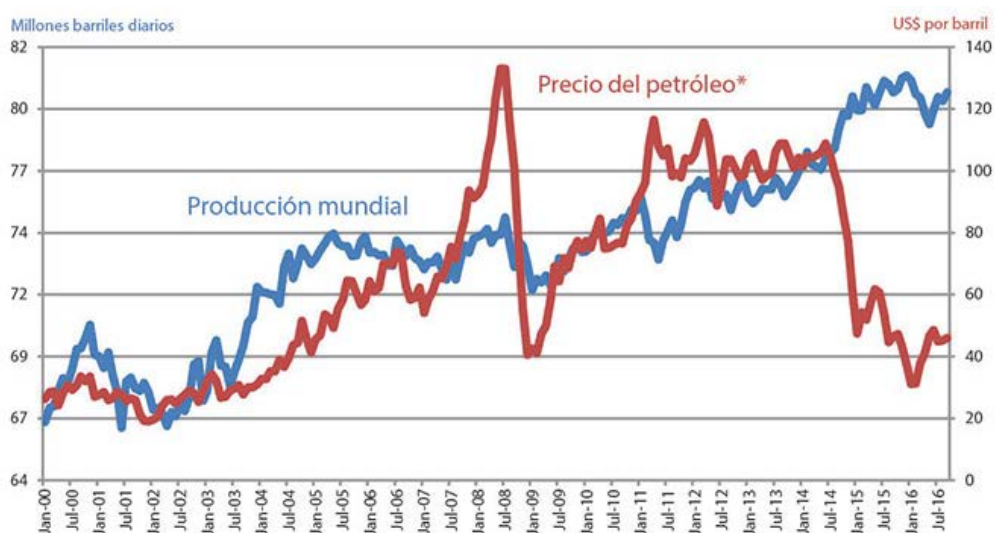
El volumen de diésel que se importa para satisfacer la demanda en el mercado nacional, produce un impacto negativo en la balanza comercial. La producción nacional de diésel no es suficiente para abastecer su creciente consumo.

Actualmente, las refinerías en el país vienen realizando grandes inversiones para ampliar su producción, implementando la capacidad de procesamiento de nuestro petróleo crudo pesado, y mejorando la calidad del combustible diésel al disminuir su contenido de azufre. Pero estos esfuerzos no están acordes con la política energética del país, puesto que no diversifican la matriz energética, ni incentivan la independencia y la seguridad energética. La importación de petróleo crudo y sus derivados, como el diésel, nos exponen a la volatilidad de los precios internacionales de los hidrocarburos y a las estrategias comerciales de la OPEP, que generan variaciones anómalas en los precios domésticos de los combustibles, dificultando el abastecimiento, la planificación y las inversiones en los sectores productivos dependientes de los recursos energéticos; obligando al Gobierno a implementar un Fondo de estabilización del precio de los combustibles, que minimiza el impacto de las variaciones del barril de crudo, pero que tampoco nos protege ante un posible desabastecimiento por la falta de infraestructura y capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos.

La ausencia de inversiones en exploración no permite desarrollar nuevas reservas de petróleo crudo liviano que aseguren un autoabastecimiento de hidrocarburos líquidos derivados, asimismo, la falta de una infraestructura de transporte confiable y expuesta

a sabotajes sistemáticos no permite poner en valor las reservas de la selva norte. Además, los conflictos sociales con las comunidades nativas y la existencia de zonas protegidas o reservas naturales representan una barrera para la industria petrolera nacional.

**Figura 3.2 Producción Mundial y Precios del Petróleo (Millones De Barriles Día )**

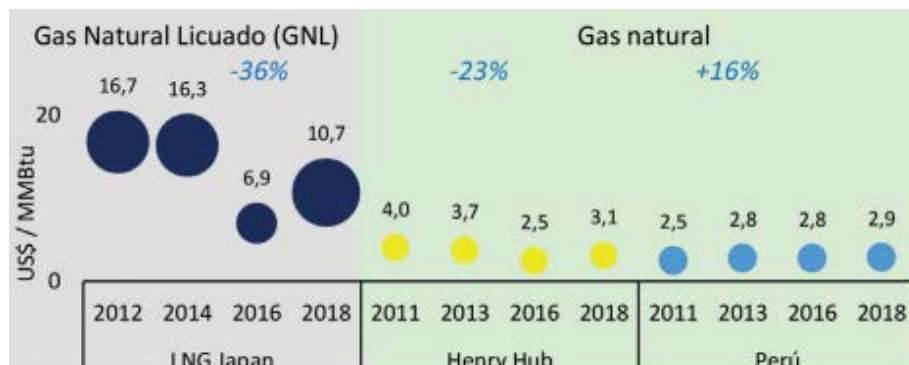


El gas natural, a través de las concesiones, ha entrado en un proceso de masificación que permitirá llevar este recurso energético a todos los sectores económicos y productivos, brindando acceso universal y seguridad energética. Además, la existencia de suficientes reservas, tanto para consumo interno como para exportación, y la disponibilidad de una infraestructura moderna, minimizan el riesgo de desabastecimiento. El uso del gas natural se ha extendido a nivel global, en los comercios, las industrias y el uso doméstico, debido a los grandes beneficios que ofrecen como combustible y a su amplia disponibilidad. En ese sentido se puede aplicar en la industria minera para sustituir a otros combustibles derivados del petróleo, disminuyendo la contaminación ambiental y los costos operativos en el sector minero, generando una ventaja competitiva con respecto a otros países de la región.

“En el caso peruano, la industria energética (gas natural) ha registrado precios competitivos respecto al referencial internacional (Henry Hub-USA) desde 2005. Su desarrollo ha traído grandes beneficios económicos a nivel país: diversificación de la matriz energética, altas tasas de crecimiento con infraestructuras de desarrollo, inversiones privadas con capitales intensivos, en base a reglas de juego claras y estables,

de la mano con la supervisión adecuada.” (Quintanilla E. (2019) Energía “procíclica”: un estudio de caso del desarrollo de la industria minera. Cuaderno de energía N°58).

**Figura 3.3 Precios de GNL, GN**



Fuente: Extraído de presentación de clase Energía “Prociclica” Esan, PhD. Edwin Quintanilla A.

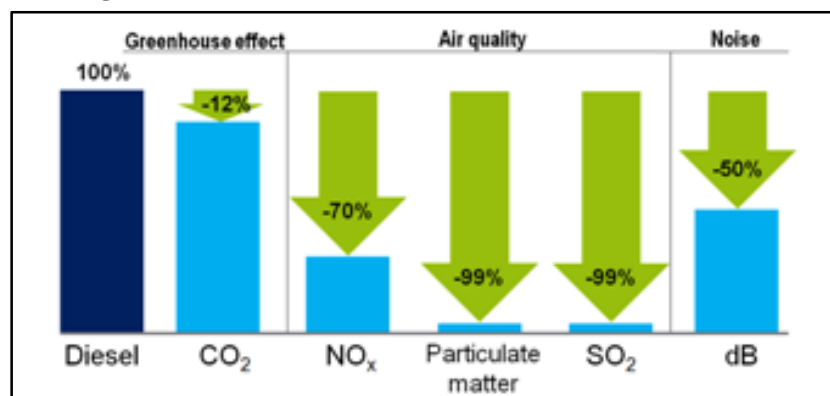
### 3.3 Sostenibilidad

La combustión del diésel libera múltiples sustancias químicas nocivas, tales como material particulado y los gases COx, NOx, y SOx. La exposición al material particulado (MP) aumenta el riesgo de contraer enfermedades cardiovasculares y broncopulmonares, porque dependiendo de su diámetro, algunas partículas pueden alcanzar los alveolos pulmonares y llegar hasta al torrente sanguíneo. Mientras que los gases COx, NOx, y SOx generan graves impactos medioambientales, como el efecto invernadero, calentamiento global, las lluvias ácidas y el cambio climático. Además, el transporte y almacenamiento del diésel requieren la implementación de una serie de medidas de control para evitar posibles fugas y derrames, que causarían la contaminación del suelo y del agua. Es decir, el uso intensivo del diésel en el transporte y en los sectores productivos afecta a la salud pública y al medio ambiente, generando una serie de externalidades negativas que representan sobrecostos para el Estado, que deben ser evitados mediante una robusta normativa, regulación y fiscalización. (<https://espanol.epa.gov/espanol/efectos-del-material-particulado-pm-sobre-la-salud-y-el-medioambiente>)

La combustión de GNL no genera material particulado (MP) ni SOx, porque son removidos del gas natural durante el proceso de licuefacción; asimismo, las emisiones de COx y NOx disminuyen, y el nivel de ruido se reduce hasta en un 50%. Además, en

caso de derrame accidental, el GNL se evapora inmediatamente al entrar en contacto con el agua o suelo, evitándose la necesidad de realizar una remediación del agua y suelo. Por otro lado, el GNL no es susceptible de sustracción ni adulteración ni contrabando, estas son grandes ventajas frente al diésel en las operaciones de campo. Asimismo, el GNL puede adecuarse rápidamente a las nuevas regulaciones medioambientales, que son cada vez más exigentes, debido a que tiene un menor impacto ambiental en toda su cadena de valor, generando ventajas competitivas y comparativas a favor de las empresas mineras, y mejorando las relaciones comunitarias al mostrar respeto por la vida y el planeta, lo cual se puede potenciar con campañas de voluntariado que revertirán la imagen de la minería como una industria extractiva contaminante en una industria sostenible que contribuye con el desarrollo del país, disminuyendo los conflictos sociales y posicionando a las operaciones mineras con una buena imagen corporativa ante la sociedad.

**Figura 3.4 Reducción de Emisión Utilizando GNL vs DIESEL**



Fuente: [www.fluxys.com/belgium/en/About%20natural%20gas/fuelfortransport/LNGships/LNGships](http://www.fluxys.com/belgium/en/About%20natural%20gas/fuelfortransport/LNGships/LNGships)

La minería requiere entrar en un proceso de transición energética para sustituir total o parcialmente los combustibles líquidos convencionales por combustibles verdes o amigables con el medio ambiente, descarbonizar la economía, mitigar los gases de efecto invernadero (GEI); para luego alcanzar el estado de cero emisiones, utilizando energías renovables no convencionales. A nivel latinoamericano, Chile tiene la visión de convertirse en el principal productor de minería verde basada en energía solar, teniendo su principal potencia solar en el desierto de atacama (>3.500 kWh/m<sup>2</sup> año y 4.000 horas de sol año aproximadamente). Para 2025, Chile desea ser el principal productor mundial de Litio y Cobre de baja emisión realizando el abastecimiento de

electricidad con energía solar y aplicando la sustitución de combustibles fósiles por Hidrogeno y otros combustibles sintéticos con enfoque de economía circular. Actualmente, Chile viene impulsando varias iniciativas tecnológicas, tales como el desarrollo de tecnología solar fotovoltaica para climas desérticos con alta radiación Atamos-Tec con un presupuesto de US\$ 20 millones a 7 años, combustión dual hidrogeno - diésel para camiones de extracción mineros con un presupuesto a 5 años de US\$ 20 millones, y fuel cells para flotas mineras, énfasis en minería subterránea con un presupuesto a 5 años de US\$ 2,2 millones.

## **CAPITULO IV. USO DE GNL EN LOS CAMIONES MINEROS**

### **4.1. Sistemas de conversión para los camiones mineros**

Las conversiones son modificaciones en el campo que no requieren modificación del motor en sí, mantiene la misma potencia que 100% Diésel. Los sistemas Dual Fuel proporcionan adecuada capacidad de almacenamiento de GNL a bordo, con una autonomía de 12 o 24 horas de funcionamiento continuo, según modelo; suficiente para un turno típico de 12 horas de operación continua. Estos sistemas dual fuel permiten un tiempo de reabastecimiento o llenado menor a 15 minutos, 200 litros/minuto, también nos permite operar con diésel al 100% de ser necesario. Además, los tanques de combustible de GNL son de doble aislamiento que minimizan la evaporación del GNL o boil off.

Con el objetivo de incrementar la competitividad en el sector minero mediante la reducción de los costos de producción se puede evaluar la viabilidad del uso de nuevas tecnologías que permitan ahorros considerables en el transporte. Por ejemplo, la empresa Caterpillar ha probado y validado la eficiencia de un kit de conversión en los camiones mineros, que podría significar una reducción de millones de dólares en los costos anuales de combustibles. Dicho Kit permite sustituir hasta el 85% del diésel por GNL, reduciendo los costos entre un 20% y 40%, sin que se vea afectada la potencia del motor diésel ni su rendimiento. Cabe señalar que desde el año 2013 el kit de conversión viene siendo utilizado en la industria de petróleo y gas<sup>3</sup>.

Otros estudios realizados por la empresa Hatch, dan como resultado que estos equipos de conversión podrían generar ahorros entre el 30% y 50%. “Tales resultados se obtuvieron en estudios realizados por la empresa Hatch, que incluyeron: el transporte del gas natural hasta la planta de GNL; la producción estimada (considerando plantas de pequeña escala, con una producción del orden de 70.000 galones por día); la logística de transporte del insumo hasta el lugar (por tierra, barco o tren); las modificaciones a los motores de los camiones; y la compra de nuevos camiones mineros compatibles con

---

<sup>3</sup> <https://tecnologiaminera.com/noticia/kit-de-adaptacion-de-combustible-dual-para-cat-785c-1512835709>

el uso de gas natural, los cuales se espera estén disponibles por parte de los grandes proveedores a comienzos de 2017”<sup>4</sup>.

En Canadá y en otros países, se están desarrollando o probando varias otras tecnologías emergentes de gas natural en camiones de transporte de minas, incluida la mezcla dinámica de gas dual de combustible de Caterpillar (60-70% de desplazamiento de diesel), Caterpillar y Westport están trabajando hacia un sistema de inyección directa de alta presión (90-95 % de desplazamiento de diesel), en Australia están experimentando con gas natural comprimido de alta densidad (más del 80% de desplazamiento de diesel) y Rolls Royce está experimentando con la tecnología Spark Ignition (100% de desplazamiento diesel). Debido a la confidencialidad, se conoce información limitada sobre la comercialización y el estado de preparación de estas opciones. [4]. ([http://cngva.org/wp-content/uploads/2017/12/Natural-Gas-as-a-Fuel-for-Mine-Haul-Trucks\\_Final.pdf](http://cngva.org/wp-content/uploads/2017/12/Natural-Gas-as-a-Fuel-for-Mine-Haul-Trucks_Final.pdf)). Natural gas as a fuel for mine haul trucks.

#### **4.1.1 Sistemas Dual Fuel**

GFS Corp ofrece actualmente sistemas de conversión Dual Fuel EVO-MT®, que permiten utilizar como combustible una mezcla de NG+D® (gas natural más diésel) para los camiones Caterpillar 777B/C/D, Caterpillar 785B/C/D, Caterpillar 793B/C/D, Komatsu 830DC/AC y Komatsu 930E, las palas cargadoras Caterpillar 992G/K, y los camiones Terex Unit Rig 4400. Se están desarrollando sistemas para otros camiones. Adicionalmente, GFS Corp. ofrece un año de garantía.

El sistema EVO-MT® tiene varios componentes y accesorios que se adaptan al compartimento del motor, el chasis y la cabina del operador del camión minero. La instalación del sistema EVO-MT® se realiza in situ y sin modificaciones significativas en el vehículo o el motor, utilizando las instalaciones del taller de mantenimiento convencional y la mano de obra técnica general. La instalación generalmente requiere de 3 a 4 días con un equipo de 4 personas trabajando en un solo turno diario. Después de instalar el sistema EVO-MT®, el camión puede funcionar con combustible 100% diésel o con una combinación de combustible diésel y GNL. El modo de combustible

---

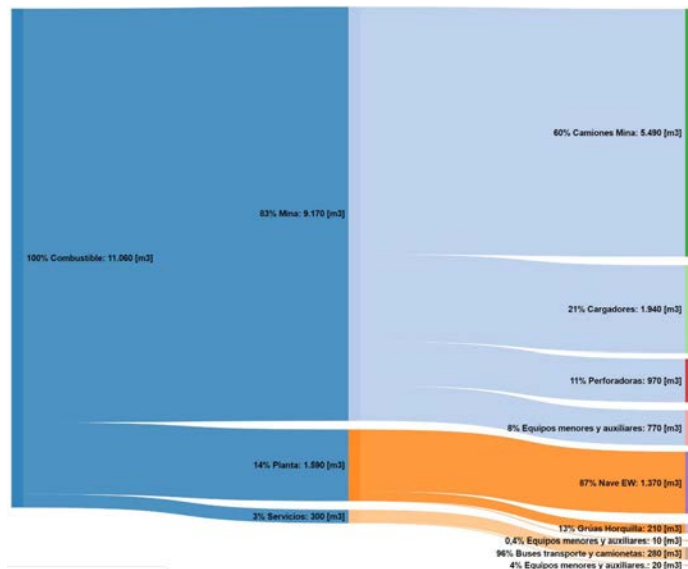
<sup>4</sup> <http://www.mch.cl/2015/12/03/destacan-ahorros-que-permitiria-el-reemplazo-del-diesel-por-gnl-en-camiones-mineros/>

operativo puede seleccionarse manualmente si lo desea, sin embargo, el sistema ha sido diseñado para utilizar automáticamente GNL siempre que esté disponible. En el caso de que se agote el suministro de GNL a bordo, el sistema revierte automáticamente el motor al 100% de funcionamiento con diésel independientemente del modo de operación o la condición de carga. El cambio del modo LNG / diésel (NG + D®) al modo 100% diésel es continuo y no requiere ninguna acción por parte del operador. Después de reponer el suministro de GNL, el sistema EVO-MT® revierte automáticamente el motor al modo GNL + D. Al operar en modo NG + D®, el camión de acarreo convertido cumple o excede los estándares OEM (Original Equipment Manufacturer, fabricante de equipamiento original) de rendimiento, eficiencia y confiabilidad.

#### 4.1.2 Elección de equipo minero en operación de tajo abierto a estudiar

Según la Figura. Muestra desglose de consumo de diésel (m3) en operación de tajo abierto de la minera Antucoya muestra que el transporte de los camiones en mina como el proceso de mayor consumo, utilizando 5.490 [m3 diésel], equivalente a un 49.9% del consumo total de combustible al año. Por ello es

**Figura 4.1** Desglose de consumo de diesel ANT-2016



Fuente: Extraído Reporte Avance Del Convenio De Cooperación Entre Ministerio De Energía y Consejo Minero - 2018.



#### ***4.1.3 Uso de GNL en camiones mineros en el Mundo.***

**En México** según la revista Globalgasmobility en febrero 2019 la minera de oro más grande de México Herradura en Sonora ha logrado reducir los costos de combustible y emisiones de CO<sub>2</sub>, manteniendo el rendimiento, carga útil y productividad de sus camiones con tecnología DGB de Caterpillar por eso decidieron convertir toda su flota.

En México el GNL es 30% más barato que el diésel, por ello Caterpillar estima que en 100 camiones la minera Herradura gasta aproximadamente entre \$60-70 millones al año en combustible diésel. Con un 65% de sustitución por GNL utilizando la tecnología DGB de Caterpillar, podrían llegar a ahorrar \$13 millones en un año, solo en combustible.

Al febrero del 2019 la minera Herradura de Sonora ha modificado 31 camiones del modelo 785C y un número significativo en camiones de 218Tn de modelo 240D.

**En Perú,** Según publicación de Energiminas el 10 de septiembre 2019 la flota de camiones mineros CAT 793D de Mina Justa tiene la posibilidad de transformar su actual consumo de diésel a gas natural, según revelaron fuentes internas de Ferreyros.

En octubre del 2018, Ferreyros inició la entrega de 26 camiones CAT 793D, con capacidad de carga de 250 toneladas para la futura operación de cobre Mina Justa.

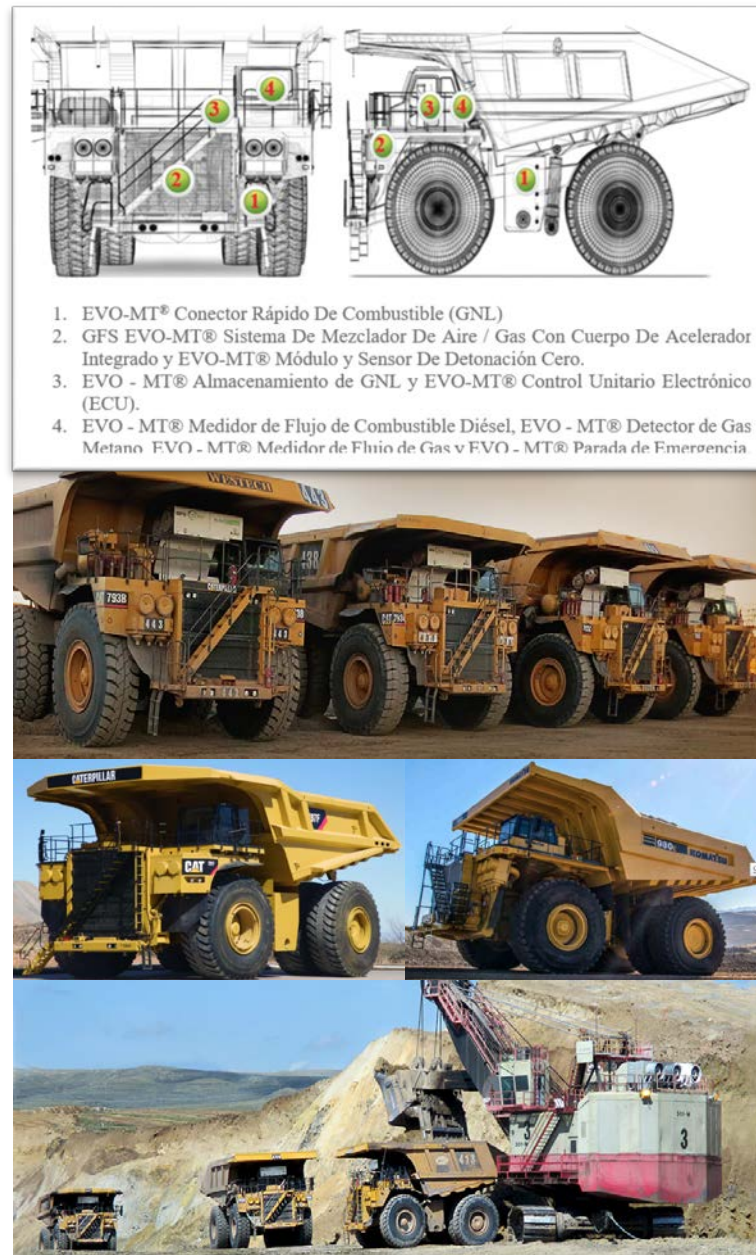
El motor diésel de alta cilindrada, con un banco de cuatro turbocompresores y posenfriador Cat 3516B EUI, produce 5% más de potencia.

#### ***4.1.4 Soporte técnico y comercial para uso de GNL certificado***

Según Steve Igoe, Gerente comercial en una entrevista a de Caterpillar hace mención que ya está completado y validado el kit Retrofit con el sistema DGB (Cat Dynamic Gas Blending) para el camión minero 785C permitiendo a los usuarios de este camión a reducir de manera significativa (20%-40%) en los costos de combustible mediante el uso de GNL y ya está disponible para su compra en las principales distribuidoras Cat. El kit ofrece una sustitución máxima de hasta el 85% del diésel con

gas natural y obtiene el mismo rendimiento, confiabilidad y carga útil que un camión diésel.

**Figura 4.2 Componentes Del Sistema Dual Fuel EVO-MT®**



Fuente: Autores de esta tesis

Omnitek Advanced Technologies es otra empresa líder en conversiones diésel a gas natural, iniciaron sus operaciones en el año 2000, realizando proyectos en EEUU, Myanmar, Bangladesh, India, Egipto, Tailandia, China, México, Perú y varios países de Europa, con una experiencia de más de 4 mil conversiones Diésel a GNV en vehículos y generadores, cumpliendo los más estrictos requerimientos de emisiones

(Euro IV y V). Omnitek realiza el proceso de conversión reemplazando o modificando la culata, las válvulas, los asientos, las guías, y los pistones. La relación de compresión se calcula dependiendo de la aplicación de funcionamiento (potencia, emisiones, rendimiento). Además, cuenta con un sistema de ignición de alta capacidad de energía y una unidad de control del motor (ECU) con autodiagnóstico computarizado y OBDII.

**Figura 4.3 Camiones Convertidos PGN Omnitek  
Camiones Leche Gloria**



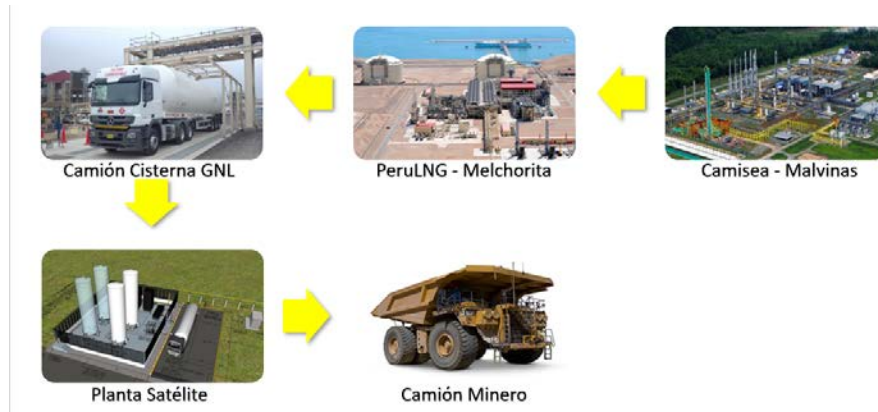
Fuente: Seminario Internacional en Usos del GNL en la Industria y en el Sector Transporte Víctor Sáenz Apodaca.

## 4.2 Proyecto Planta Satélite en la Unidad Minera

Las plantas satélites de GNL (Gas Natural Licuado) se refieren al conjunto de instalaciones para la recepción, almacenamiento y despacho de GNL, destinadas a suministrar GNL para consumos locales. La planta satélite puede contar con sistema de regasificación de GNL para suministrar gas natural a través de redes de distribución. El abastecimiento se realiza mediante camiones cisternas criogénicos específicamente diseñados para el transporte de GNL, por vía terrestre o gasoducto virtual, el gas natural licuado proveniente de una planta de licuefacción. El almacenamiento se realiza en los

tanques de almacenamiento de la planta satélite que debe brindar autonomía suficiente para toda la flota de camiones mineros. El despacho de GNL en la planta satélite o abastecimiento a los camiones mineros se realizará mediante surtidores de GNL instalados en la planta satélite.

**Figura 4.4 Cadena de Valor GNL para minería**



Fuente: Elaboración propia

En las Plantas Satélite (PSR), se distinguen típicamente cinco (05) grupos funcionales de instalaciones principales:

- Descarga de Cisternas, mediante recalificadores, mangueras flexibles criogénicas y válvulas.
- Almacenamiento de GNL, constituida por uno o varios tanques criogénicos para contener GNL.
- Regasificación del GNL a gas natural, mediante aporte de calor.
- Seguridad, Regulación y Odorización del gas antes de salir de la planta.
- Control y Registro de los parámetros de funcionamiento de la planta.

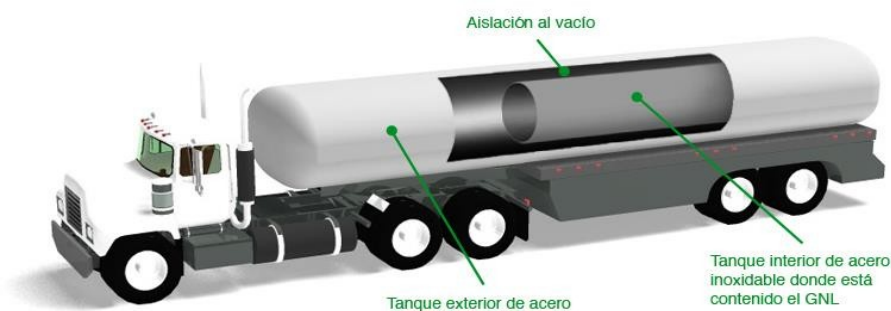
A lo que cabe añadir las siguientes instalaciones complementarias:

1. Sistema Contra Incendios
2. Instalación eléctrica
3. Instalaciones de Seguridad



resiliencia, es decir materiales Las cisternas para el transporte de GNL no son sistemas refrigerados, son sistemas aislados térmicamente para contener y mantener la temperatura del GNL a  $-160^{\circ}\text{C}$  el tiempo suficiente para poder realizar las operaciones de suministro. Estas cisternas criogénicas son depósitos dobles de acero con aislamiento térmico al vacío diseñados para temperaturas de hasta  $-192^{\circ}\text{C}$ , el depósito interno es de acero inoxidable y el depósito externo es de acero al carbono, su presión máxima de servicio es de 3 a 7 bar, su capacidad de transporte es variable entre 40 y 65  $\text{m}^3$ . La carga y la descarga de las cisternas se realizan por diferencia de presión o por bomba centrífuga. Además, las cisternas cuentan con varios sistemas de seguridad, tales como válvulas de alivio de presión, circuito de venteo, sistema de purga de mangueras, toma de tierra para eliminar las cargas estáticas, rompeolas interiores, y sistema de bloqueo de neumáticos en caso de gabinete de control abierto. Para el diseño y cálculo de los recipientes para transporte de gases criogénicos se utilizará una Normativa de diseño internacionalmente reconocida, tal como ASME (USA), CODAP (Francia), ADMERCKBLATT (Alemania), Código sueco de recipientes a presión (Suecia), British Estándar (Inglaterra), UNE, AENOR, ISO. que no fragilizan por baja temperatura (acero inoxidable, bronce, aluminio, etc.). Para el diseño y cálculo de los recipientes a presión para transporte de gases criogénicos se utilizará una Normativa de diseño internacionalmente reconocido, tal como ASME (USA), CODAP (Francia), ADMERCKBLATT (Alemania), Código sueco de recipientes a presión (Suecia), British Estándar (Inglaterra), UNE, AENOR, ISO.

**Figura 4.6 Gasoducto Virtual de GNL**



Fuente. Extraído de Proyecto De Masificación De Gas Natural-Concesión Norte - Osinergmin

La cadena de distribución del GNL para el proyecto minero Las Bambas comienza en la Planta de Despacho de GNL o Cargadero de camiones de GNL en Pampa Melchorita, que es una Estación de Carga de Gas Natural Licuado en camiones cisterna (TLF Truck Loading Facility) para su transporte por carretera. El tiempo para llenar un camión cisterna criogénico de doble pared de 50 m<sup>3</sup> es de aproximadamente 1 hora. Los camiones cuentan con válvulas, conducciones y dispositivos de carga y descarga, deben cumplir todas las consideraciones de seguridad.

Este proyecto TLF considera 2 islas de carga, las que se construirán en dos etapas, con una capacidad nominal de 240,000 galones por día (19,2 MMSCFD). El GNL se carga en estado líquido (-160°C) a un flujo de diseño de 60 m<sup>3</sup>/h por isla, para lo cual se utiliza un skid de carga consistente en un predeterminador de carga enclavado con una válvula de control de flujo y la báscula de carga romana de la isla correspondiente. La carga de cada camión se realizará utilizando las mismas bombas de recirculación existentes en la planta para la carga de los buques en el embarcadero marítimo, a través de un conjunto de tuberías nuevas de derivación y la conexión lateral mediante mangueras criogénicas. El tiempo para llenar un camión cisterna criogénico de doble pared de 50 m<sup>3</sup> es de aproximadamente 1 hora. Por otro lado, el gas (fase gaseosa) existente previamente en las cisternas y que es desplazado en el proceso de la carga de GNL en los camiones, se enviará al sistema de recuperación de fase gaseosa ya existente en la planta para su recuperación y/o envío a la antorcha o flare.

**Figura 4.7 Cargadero de Camiones de GNL en PLNG**



Fuente. Extraído de Proyecto De Masificación De Gas Natural-Concesión Norte - Osinergmin

La secuencia de carga es el conjunto de actividades para completar con éxito el proceso de carga de un camión cisterna de GNL. La secuencia se inicia con la llegada de la cisterna y su correcto posicionamiento en la TLF, los siguientes pasos de la

secuencia de carga podrán desarrollarse de forma automática remotamente desde la Sala de Control o de forma manual directamente por el operador del TLF. La secuencia de carga finaliza con la emisión de documentos de carga y la salida del vehículo de Planta. El conductor del camión realizará únicamente las operaciones que involucren movimiento del vehículo a su cargo, pero siempre bajo la total responsabilidad y autoridad del Operador del TLF.

Una vez que los camiones cisternas criogénicas están cargados con GNL, realizan el transporte tipo “ducto virtual” por carretera hasta las Plantas Satélites de Regasificación (PSR) en las zonas de concesión para la masificación del gas natural. De manera análoga, los camiones cisternas pueden transportar el GNL hasta las Plantas Satélites en las unidades mineras a nivel nacional.

#### ***4.2.2. Almacenamiento en la Planta Satélite***

La descarga de la cisterna tiene como objetivo efectuar el trasvase del Gas Natural Licuado desde las cisternas hasta los depósitos criogénicos de almacenamiento. Este trasvase se efectúa presurizando la cisterna mediante la evaporación parcial del propio líquido de la cisterna con el vaporizador atmosférico de descarga. Luego, el trasvase o descarga de GNL se puede realizar mediante bombas criogénicas para GNL, o bien creando una diferencia de presiones entre las fases gas de la cisterna (mayor presión) y del tanque (menor presión). La Descarga de Cisternas mediante bombas criogénicas para GNL se utiliza básicamente para distribución de gas natural a granel a varios usuarios, como si se tratará de gases criogénicos (oxígeno líquido, nitrógeno). Mientras que la diferencia de presiones, se efectúa utilizando un Regasificador Auxiliar que presuriza la fase gas de la cisterna a una presión superior a la del tanque receptor, que obliga a la circulación del GNL, desde la Cisterna hasta el tanque hasta lograr el vaciado total de la misma. La cisterna llega a la PSR cargada con GNL a una presión del orden de los 0,8 a 1,6 Bar. El tanque en servicio se hallará a una presión aproximada de 3 a 5 Bar.

Las Mangueras flexibles criogénicas son construidas de acero inoxidable corrugado y protegida con una envolvente de malla de acero inoxidable. Por un extremo disponen de bridas directamente conectadas a las bridas de las válvulas VDL, VDG y VD, de acuerdo a la norma UNE 60210, deben ser permanentes. Por el otro extremo llevan



soldados los enlaces para su conexión a las tres boquillas de la cisterna. Estos disponen de una rosca hembra para su conexión a los enlaces con rosca macho de la cisterna y disponen de tapones de protección de entrada de cuerpos extraños para su cierre una vez finalizada la descarga. En el sistema de descarga se distinguen tres tipos de válvulas: Válvulas criogénicas manuales de cuello largo, Válvulas criogénicas mixtas manuales, y Válvulas criogénicas antirretorno. También se deben instalar válvulas de seguridad de escape a la atmosfera (válvulas de alivio) en los tramos de tubería situados entre dos válvulas de interceptación consecutivas que puedan retener GNL entre ambas. Y la puesta a tierra de la cisterna, para evitar arcos eléctricos o descargas de electricidad estática durante el proceso de carga.

**Figura 4.8 Tanque Criogénico GNL**



Fuente. Extraído de Proyecto De Masificación De Gas Natural-Concesión Norte - Osinergmin

El almacenamiento del GNL se realiza en el tanque criogénico hasta la demanda de los camiones mineros. El almacenamiento de una planta satélite puede variar entre 2 m<sup>3</sup> a 1.500 m<sup>3</sup> de capacidad, y varios tanques pueden ser usados juntos. El tanque tiene por finalidad almacenar el gas licuado procedente de la descarga de las cisternas y suministrarlo a la instalación. Cada depósito criogénico se compone de dos recipientes concéntricos. El recipiente interior es de acero inoxidable y el exterior de acero al carbono. En la cámara intermedia se realiza un vacío elevado y esta rellena de perlita en polvo. Anexo al depósito se encuentra unos evaporadores, para presurización de este mediante vaporización de parte de su fase líquida.

Los tanques de almacenamiento de GNL, son tanques de doble envolvente metálicos; el interior de acero inoxidable con Ni al 9% y el exterior de acero al carbono, con un espacio intermedio en el cual se ha efectuado el vacío y se ha relleno de perlita expandida. Son tanques cilíndricos, horizontales o verticales, según sean sus

capacidades y las necesidades de espacio disponible para el cumplimiento de las distancias de seguridad normativas medidas a partir de las paredes externas del tanque. Los tanques se suministran equipados con toda su valvulería, instrumentación y elementos de control ya incorporados, la mayoría de ellos agrupados en uno de los frontales del tanque y dispuestos de modo accesible. Estos tanques son fabricados de acuerdo a normas vigentes aplicables y deben estar debidamente homologados para su empleo con GNL, su volumen se expresa siempre en Litros o m<sup>3</sup> de capacidad geométrica, estando limitado su llenado máximo con GNL en el 95% de su volumen geométrico. El vacío intermedio que se realiza entre ambos tanques reduce así el número de moléculas capaces de interactuar entre el tanque externo caliente y el interior frío, evitando con ello la pérdida de calor por convección.

Los tanques vienen preparados con cinco circuitos, destinados a 5 funciones específicas:

- A.- Circuito de salida de GNL a regasificación y consumo
- B.- Circuito de descarga de GNL de cisterna a Tanque
- C.- Circuito de presurización del tanque (circuito PPR)
- D.- Conjunto de elementos de seguridad
- E.- Conjunto de elementos de control

**Figura 4.9 Tanque de Almacenamiento Horizontal (GNL)**

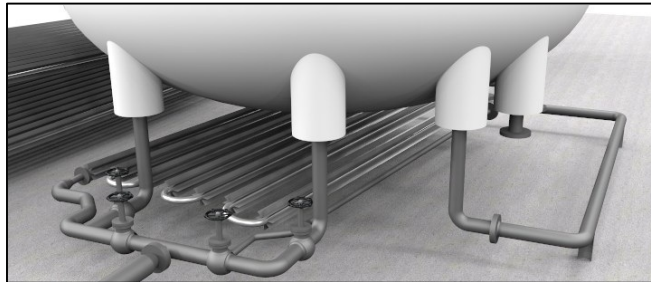


Fuente. Extraído de Proyecto De Masificación De Gas Natural-Concesión Norte - Osinergmin

Para que la planta funcione correctamente, el Vaporizador y sistema de presurización (PPR) del tanque tiene la función de mantener la presión de servicio de la

instalación. El equipo coge gas licuado del interior del tanque, lo vaporiza instantáneamente y lo introduce de nuevo en la zona gaseosa del tanque. La presión del depósito se mantiene gracias a un regulador de presión que hay en el circuito de conexión. La sección Almacenamiento de GNL incluye todo el equipo, la contención, los instrumentos, las válvulas y las tuberías para almacenar de manera segura el GNL de acuerdo con NFPA 59A, para la producción, almacenamiento y manejo seguros de GNL.

**Figura 4.10 Vaporizador (PPR)**

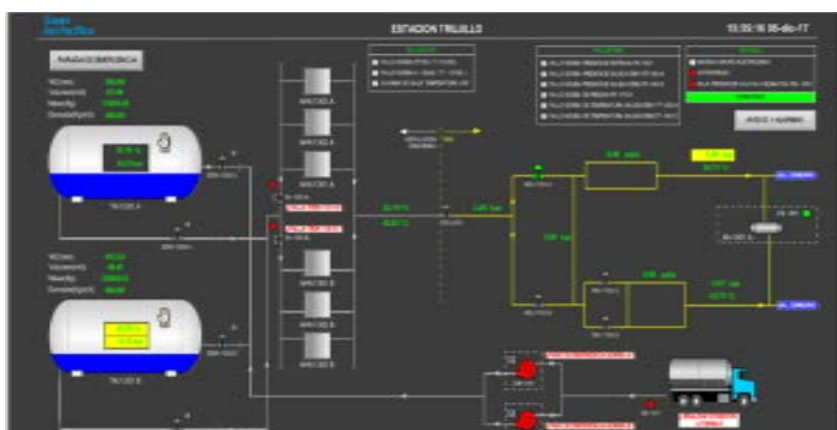


Fuente. Extraído de Proyecto De Masificación De Gas Natural-Concesión Norte - Osinergmin

#### ***4.2.3. Despacho de la Planta Satélite***

En las PSR se realiza el proceso de gasificación del GNL, de forma que se posibilita el suministro de combustible gaseoso hasta los puntos de consumo o para su inyección en una red canalizada de distribución. El sistema de Control y Registro permite la Supervisión Técnica de la planta, y facilita la logística de los suministros de GNL. Los parámetros medidos (presiones, temperaturas, niveles, alarmas, etc) suelen tele gestionarse desde un centro de control para conocimiento de los mismos y ayudar a la logística de envíos de cisternas según sea la necesidad de GNL y el nivel de GNL remanente en los tanques. Dado que una planta no precisa personal permanente, se entiende que las presenciales, son aquellas en las que existe personal competente próximo, por ejemplo, las situadas en recintos industriales o unidades mineras. Y las no presenciales situadas en zonas aisladas, ejemplo las de servicio en redes de Distribución.

**Figura 4.11 Sistema SCADA en PSR**



Fuente. Extraído de Proyecto De Masificación De Gas Natural-Concesión Norte – Osinergmin

El despacho de GNL desde una planta satélite puede realizarse desde un dispensador de GNL, como en una estación de servicio o grifo, directamente a los tanques de combustible de los vehículos alimentados con gas natural licuado, como camiones pesados y otros vehículos. Alternativamente, el GNL se puede dispensar en un proceso conocido como gas natural comprimido licuado (GNCL) mediante el cual el GNL se bombea a alta presión en su forma líquida y luego fluye a través de un vaporizador para regasificar el gas a alta presión y de esta forma llenar los tanques de almacenamiento de GNC del vehículo. Mientras que en los sistemas duales de GNL y Diesel, la regasificación ocurre dentro del camión minero antes de alimentar el motor.

**Figura 4.12 Distribución móvil de GNL para camiones mineros**



Fuente. Extraído de Presentación Transporte de GNL – FRI ESAN

### 4.3. Responsabilidad social en la planta satélite de la mina

Las Plantas Satélites (PSR) forman parte de la Cadena de valor del GNL. Una planta satélite que cuenta con sistema de regasificación es un medio eficaz y seguro para abastecer a Nuevas Redes de Distribuciones en las comunidades rurales, a las Estaciones de Servicio de GNV ya sea para abastecimiento directo de GNL o para abastecer GNC, a las Industrias que por su distancia a las redes de suministro no puedan disponer de gas natural. Las PSR representan otra forma de distribuir gas natural, distinto al uso de gasoductos, de un modo equivalente a los habituales suministros de GLP a granel mediante camiones cisterna a puntos de consumo geográficamente dispersos. Permite disponer de gas natural a baja presión de un modo relativamente fácil y sus costos de producción y mantenimiento son reducidos.

**Figura 4.13 Planta Satélite de GNL ( PSR)**



Fuente. Extraído de Proyecto De Masificación De Gas Natural-Concesión Norte – Osinergmin

Las unidades mineras que inviertan en plantas satélites para el abastecimiento de GNL a sus camiones mineros, también pueden brindar los beneficios del gas natural a las comunidades aledañas, de tal forma que se pueda mejorar la calidad de vida y llevar bienestar a las poblaciones vulnerables y de bajos recursos del interior del país. Las empresas mineras podrían realizar la inversión en equipos de regasificación, para impulsar la masificación del GN, mediante mecanismos de obras por impuestos y otros incentivos tributarios; pero este proceso también debe involucrar a otras instituciones del Estado, como el MEF, MINEM, OSINERGMIN y los Gobiernos Regionales,

quienes mediante los mecanismos apropiados podrían canalizar los recursos del FISE, canon y regalías para cubrir todos los otros costos que involucra el proceso de masificación del gas natural, como parte de las políticas de inclusión social del Estado. Es decir, la acometida, la conversión a GN, las instalaciones, la red interna y la red pública de las comunidades cercanas a las minas se puede subsidiar mediante mecanismos como el FISE. Mientras que los costos del gas natural más el transporte, regasificación y distribución para el consumo de las comunidades pueden ser cubiertos por los ingresos que tienen los gobiernos regionales por canon y regalías, aplicando una tarifa social para el consumidor regulado de bajos recursos. Esto se puede ir implementando en las zonas donde todavía no se ejecutan las inversiones de masificación de gas natural.

**Figura 4.14 Costo Instalación Gas Natural**

CONCEPTO	COSTO UNITARIO
	US\$
ACOMETIDA	174
DERECHO DE CONEXIÓN	66
INSTALACIÓN INTERNA	460
<b>TOTAL</b>	<b>700</b>

Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de Osinergmin, 2013.

## CAPITULO V. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA

### 5.1 Selección de la mina

El criterio empleado para la selección de la mina a analizar se basó en que el cobre es uno de los principales minerales de exportación del Perú. El departamento de Apurímac cuenta en cartera con 7 proyectos nuevos por US\$ 10,133 millones, lo cual le brinda a la región un tremendo potencial de desarrollo. En este departamento se encuentra Las Bambas, que es un proyecto de Cobre a tajo abierto con gran proyección de crecimiento ubicado en una región fuera de las áreas de concesión de gas natural pero cerca de las posibles fuentes de abastecimiento.

El método de tajo abierto es el más utilizado en los proyectos seleccionados en la Cartera, es así, que existen 32 minas que se desarrollarían utilizando este método los cuales suman US\$ 49,650 millones y representan el 84% del total de inversiones.

Para la evaluación del proyecto se han considerado los siguientes supuestos:

- Inversión en kit de conversión: US\$ 1.2 MM
- Vida útil del kit (periodo de evaluación): 15 años
- El kit permite sustituir 75% el consumo del diésel por GNL
- Número de camiones mineros para el transporte de carga: 51
- Horas diarias de operación de los camiones: 21 horas
- Costo anual de operación de mantenimiento: 4% del valor del kit
- Tasa de depreciación: 20%
- Tasa de crecimiento de la producción de cobre: 2%
- Inversión en almacenamiento: US\$ 2.95 MM / tanque + US\$ 1.1 MM instalación del primer tanque.
- Número de tanques de almacenamiento: 6
- No se afectará la producción de cobre.
- Costo de camión de reemplazo para instalación del kit de conversión: US\$ 15 MM.

Días de alquiler de camión de reemplazo para instalación de kit: 4 días

## 5.2 Tasa de descuento (COK)

El costo de oportunidad del capital, se ha calculado utilizando el modelo de valuación de activos CAPM (Capital Asset Pricing Model). Este modelo de valuación propone hallar dicho costo considerando una tasa libre de riesgo, una prima por riesgo ponderada por la volatilidad de la empresa respecto de la volatilidad del mercado, así como una prima por riesgo país. Los datos fueron obtenidos con fecha 14 de agosto y las fuentes de donde se obtuvieron los datos fueron el BCRP, SPíndice y la web de Damodarán.

**Tabla 5.1 Tasa de Descuento COK**

$COK = r_f + \beta_{oa} * (R_m - r_f) + R.P.$	
rf	1.70%
$\beta_{oa}$	1.109
Rm	10.06%
R.P.	1.16%
COK	12.14%

Fuente. Autores de Esta Tesis

## 5.3 Variables

### 5.3.1 Demanda de diésel y GNL

De acuerdo a la información brindada por Osinergmin, en el año 2016, la empresa minera contaba con 2 modelos de camiones para el transporte de carga: CAT 797 (6 unidades) y KOMATSU 930 (45 unidades). La Tabla 5.2 muestra el consumo diario total de diésel (gal/día) de los 2 modelos de camión minero, considerando que 1 galón equivale a 3.785 litros, que la densidad de la energía del diésel es igual a 137,381 BTU/galón y que un barril contiene 42 galones:



**Tabla 5.2 Consumo de diésel por modelo de camión**

	CAT 797	KOMATSU 930
Máximo consumo (litros/hora)	292.50	164.40
Mínimo consumo (litros/hora)	219.40	117.60
Promedio consumo (litros/hora)	255.95	141.00
Consumo promedio diésel total diario (gal/día/camión)	1,420.07	782.30
Consumo promedio diésel (MMBTU/día/camión)	195.09	107.47

Fuente. Autores de Esta Tesis

Para fines prácticos, se asume un consumo promedio ponderado de combustible, el cual es de 117.78 MMBTU/día/camión.

**Tabla 5.3 Consumo Diario de Diésel**

	MMBTU	Galones	Barriles
Consumo diario diésel / camión	117.78	857.33	20.41
Consumo anual diésel /camión	42,990.03	312,925.58	7,450.61

Fuente. Autores de Esta Tesis

Considerando que 1 MMPCD equivale a 1,040 MMBTU, El consumo anual de GNL cuando todos los camiones hayan sido convertidos, será de 1,581.12 MMPC, lo que equivale a 0.001581 TCF.

### 5.3.2 Precio del diésel

El precio promedio del galón de diésel en el departamento de Apurímac para el periodo de enero 2016 – noviembre 2018 fue de S/ 10.95, de acuerdo a lo informado en el reporte mensual de precios publicado por OSINERGMIN.

Para la estimación del precio del diésel se utilizaron las proyecciones del precio del WTI realizadas por el EIA<sup>5</sup>, que muestran en el escenario de referencia. Dicho escenario asume mejoras en la tecnología ya conocida que se emplea en la producción, despacho y consumo de energía. Asimismo, asume que no existen cambios en la normativa que afecten al sector energético.

<sup>5</sup> Annual Energy Outlook 2019

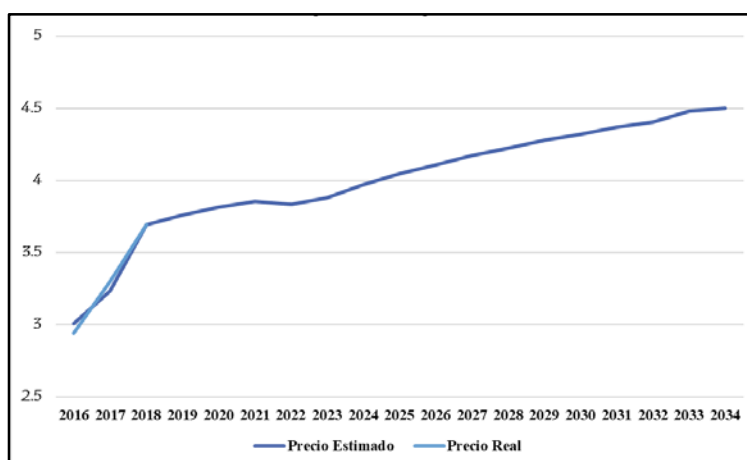
Luego de los análisis correspondientes, se encontró suficiente evidencia estadística para confirmar que el comportamiento del precio mensual del galón de diésel en el departamento de Apurímac estaba explicado en un 86.95% por el comportamiento del precio mensual del WTI con un rezago de dos meses para el periodo antes mencionado. Por lo tanto, se procedió a estimar el precio del galón de diésel para el departamento de Apurímac con este modelo. A continuación, se muestran los resultados obtenidos para el periodo 2020 – 2034.

**Tabla 5.4 Precio estimado del diésel para el departamento de Apurímac**

Año	WTI (US\$ / BL)	Diésel (US\$ / galón)
2020	69.72	3.81
2021	71.23	3.86
2022	70.52	3.83
2023	72.10	3.88
2024	75.21	3.97
2025	77.92	4.05
2026	80.04	4.11
2027	82.34	4.17
2028	84.05	4.22
2029	85.96	4.28
2030	87.34	4.32
2031	89.21	4.37
2032	90.34	4.40
2033	93.03	4.48
2034	93.66	4.50

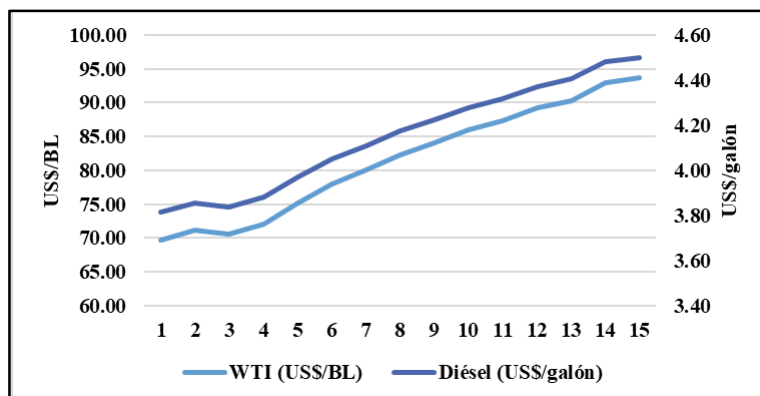
Fuente. Autores de Esta Tesis

**Figura 5.1 Precio del Diésel B5 (US\$/Galón) Departamento de Apurímac**



Fuente. Autores de Esta Tesis

**Figura 5.2 Precio del WTI y Estimación del Precio del Diésel Para el Departamento de Apurímac**



Fuente. Autores de Esta Tesis

### 5.4 Precio del GNL

Para el cálculo, se tomó como base el esquema tarifario del precio del GNL de una de las concesionarias, tal como se detalló en el punto 2.3.7. La tarifa por distribución no se considera debido a que no se necesita la regasificación del combustible, sin embargo, la tarifa de transporte sí variaría en función al recorrido del camión para la entrega del GNL en la minera. Adicionalmente, se asume un costo adicional para posibles contingencias, el cual ha sido asumido en un 10% del costo del combustible licuefactado en planta, así como del precio del transporte. La Tabla 5.5 muestra la estructura del precio del GNL para dos rutas:

**Tabla 5.5 Precio estimado del diésel para el Departamento de Apurímac**

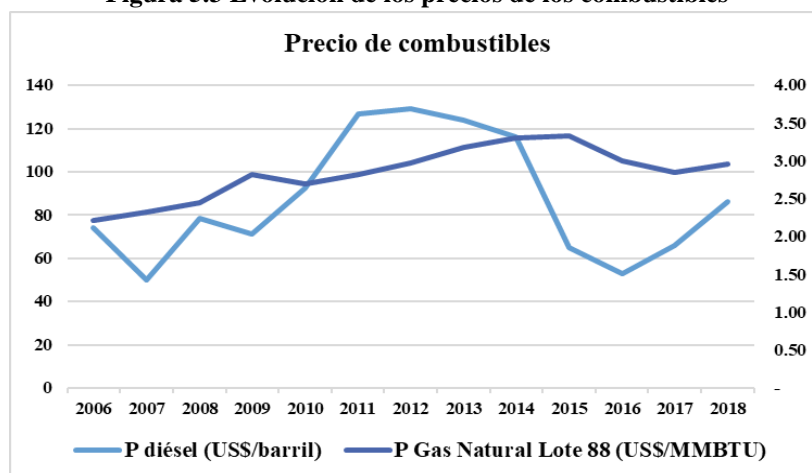
Origen	Precio GNL (US\$ / MMBTU)	Precio transporte (US\$ / MMBTU)	Otros (US\$ / MMBTU)	Precio final GNL (US\$/MMBTU)
Planta de Melchorita	4.03	2.99	0.70	7.72
Cncesionaria del sur	4.03	4.56	0.86	9.45

Fuente. Autores de Esta Tesis

Para evaluar la viabilidad del proyecto, se asume el mayor precio final del GNL, el cual ha sido estimado en 9.45 US\$/MMBTU.

A continuación, se muestra el comportamiento del precio del diésel y del gas natural proveniente del Lote 88 durante el periodo 2006 – 2018:

**Figura 5.3 Evolución de los precios de los combustibles**



Fuente. Autores de Esta Tesis

### 5.5 Precio del cobre

Algunos expertos han señalado que se espera una estabilización en el consumo de largo plazo de China al igual que en el sector construcción y electrificación. No obstante, esta disminución podría verse parcialmente compensada por un mayor consumo en la producción de vehículos eléctricos y bienes de consumo. Caso contrario sucedería con la demanda de EE. UU y Alemania cuyo consumo estaría incentivado por el reemplazo de sus construcciones e infraestructura antigua.

Asimismo, se observará una mayor demanda por parte de los países en vías de desarrollo por una mayor electrificación para su industrialización y urbanización. Dado este escenario, el comportamiento del precio del cobre mostraría una tendencia positiva para el periodo de evaluación.

**Tabla 5.6 Precio del Cobre**

Año	Precio del cobre (US\$ / TM)
2020	6,680.00
2021	6,711.00
2022	6,743.00
2023	6,774.72
2024	6,806.59
2025	6,838.00
2026	6,870.17
2027	6,902.49
2028	6,934.96
2029	6,967.59
2030	7,000.00
2031	7,032.93
2032	7,066.02
2033	7,099.26
2034	7,132.66

Fuente: Banco Mundial. Commodity Markets Outlook – April 2019

**Tabla 5.7 Flujo de caja diferencial (expresado en miles de dólares americanos)**

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
<b>Flujo de caja operativo</b>																	
Ingresos		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Regalías		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Costos		13,264	26,660	27,936	28,478	29,544	30,474	31,202	31,990	32,578	33,233	33,708	34,348	34,736	35,659	35,873	
Operación y mantenimiento		(1,440)	(2,448)	(2,448)	(2,448)	(2,448)	(2,448)	(2,448)	(2,448)	(2,448)	(2,448)	(2,448)	(2,448)	(2,448)	(2,448)	(2,448)	
Ahorro en consumo de diésel		22,292	43,876	45,923	46,465	47,531	48,461	49,188	49,977	50,565	51,219	51,695	52,335	52,723	53,646	53,860	
<i>Disminución en consumo diésel (miles de galones)</i>		5,845	11,375	11,969	11,969	11,969	11,969	11,969	11,969	11,969	11,969	11,969	11,969	11,969	11,969	11,969	
<i>Precio diésel (US\$/galón)</i>		3.81	3.86	3.84	3.88	3.97	4.05	4.11	4.18	4.22	4.28	4.32	4.37	4.40	4.48	4.50	
Consumo GNL		(7,588)	(14,767)	(15,539)	(15,539)	(15,539)	(15,539)	(15,539)	(15,539)	(15,539)	(15,539)	(15,539)	(15,539)	(15,539)	(15,539)	(15,539)	
<i>Consumo GNL (miles de MMBTU)</i>		803	1,563	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	
<i>Precio GNL (US\$/MMBTU)</i>		9.45	9.45	9.45	9.45	9.45	9.45	9.45	9.45	9.45	9.45	9.45	9.45	9.45	9.45	9.45	
Depreciación		(12,785)	(19,005)	(19,005)	(19,005)	(19,005)	(6,220)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Utilidad operativa AI		479	7,655	8,931	9,474	10,539	24,254	31,202	31,990	32,578	33,233	33,708	34,348	34,736	35,659	35,873	
Impuesto a la renta	30%	(144)	(2,297)	(2,679)	(2,842)	(3,162)	(7,276)	(9,360)	(9,597)	(9,773)	(9,970)	(10,112)	(10,304)	(10,421)	(10,698)	(10,762)	
Utilidad operativa DI		335	5,359	6,252	6,631	7,377	16,978	21,841	22,393	22,805	23,263	23,596	24,044	24,315	24,961	25,111	
(+) Depreciación		12,785	19,005	19,005	19,005	19,005	6,220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Flujo de Caja de operación</b>		<b>13,120</b>	<b>24,364</b>	<b>25,257</b>	<b>25,636</b>	<b>26,382</b>	<b>23,198</b>	<b>21,841</b>	<b>22,393</b>	<b>22,805</b>	<b>23,263</b>	<b>23,596</b>	<b>24,044</b>	<b>24,315</b>	<b>24,961</b>	<b>25,111</b>	
<b>Flujo de caja de inversión</b>																	
Compra camión		(15,075)															
Almacenamiento GNL		(4,000)	(8,850)	(5,900)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Kits		(36,000)	(25,200)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Flujo de Caja de inversión</b>		<b>(19,075)</b>	<b>(44,850)</b>	<b>(31,100)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Flujo de Caja Económico</b>		<b>(19,075)</b>	<b>(31,730)</b>	<b>(6,736)</b>	<b>25,257</b>	<b>25,636</b>	<b>26,382</b>	<b>23,198</b>	<b>21,841</b>	<b>22,393</b>	<b>22,805</b>	<b>23,263</b>	<b>23,596</b>	<b>24,044</b>	<b>24,315</b>	<b>24,961</b>	<b>25,111</b>

VAN	\$69,988
TIR	29.60%
PR	5 años

Fuente. Autores de Esta Tesis

Los resultados obtenidos muestran que la conversión de los camiones de carga genera beneficios económicos para la minera de US\$ 70 MM aproximadamente durante toda la vida útil del proyecto, con un periodo de recuperación de la inversión (compra del camión de reposición, almacenamiento de GNL y los kits de conversión) de 5 años.

Solo durante los dos primeros años, la minera tendrá que invertir para llevar a cabo el proyecto y a partir del tercer año hasta el final del proyecto, los beneficios económicos anuales fluctuarán alrededor de los US\$ 23 MM.

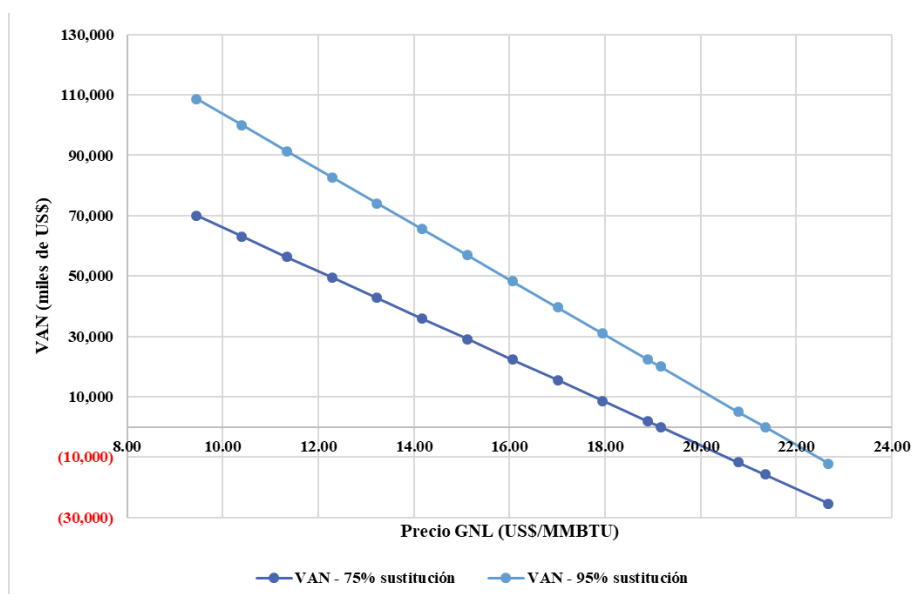
Finalmente, la ejecución del proyecto ofrece una tasa de interés de retorno cercano al 30%, la cual es mayor a la tasa del costo de oportunidad del capital, la cual fue calculada en 12.14%.

## 5.6 Análisis de sensibilidad

### 5.6.1 Sensibilidad precio del GNL

A continuación, se muestran los resultados obtenidos sobre la viabilidad del proyecto ante cambios en el precio del GNL para un escenario con sustitución del combustible a 75% y 95%.

Figura 5.4 Sensibilidad VAN Ante Cambios en el Precio GNL



Fuente. Autores de Esta Tesis

La sustitución en un 95% en el consumo del combustible diésel de los camiones de carga generaría beneficios económicos para la mina si el precio del combustible alternativo, esto es el GNL, lo puede obtener a un precio menor de US\$ 21.35/MMBTU; mientras que, para el caso de una sustitución del 75%, la viabilidad se dará cuando dicho precio sea menor a US\$ 19.16 US\$/MMBTU.

**Tabla 5.8 Sensibilidad VAN ante variaciones en el precio del GNL**

Precio GNL US\$/MMBTU	VAN - 75% sustitución	VAN - 95% sustitución
9.45	69,988	108,651
12.28	49,546	82,758
15.12	29,104	56,865
17.95	8,662	30,972
19.16	-	19,960
21.35	(15,823)	-

Fuente. Autores de Esta Tesis

### 5.6.2 Número de camiones convertidos por año y variaciones en el precio del diésel

En este apartado, se determinará el rango de número de camiones convertidos por año que permitiría obtener los máximos beneficios económicos, considerando cambios en el precio del diésel para el departamento de Apurímac.

**Tabla 5.9 Sensibilidad VAN ante variaciones en el precio del GNL (miles de US\$)**

VAN	Variación % Precio del diésel									
	-40%	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%	40%	
N ° c a m i o n e s	10	(16,729)	760	18,248	35,737	53,226	70,714	88,203	105,691	123,180
	15	(15,861)	3,492	22,844	42,197	61,550	80,902	100,255	119,608	138,961
	20	(15,489)	4,846	25,182	45,517	65,852	86,187	106,522	126,857	147,192
	25	(15,342)	5,674	26,690	47,706	68,723	89,739	110,755	131,771	152,788
	30	(15,263)	6,050	27,362	48,675	69,988	91,301	112,613	133,926	155,239
	35	(15,251)	6,293	27,836	49,380	70,923	92,467	114,010	135,554	157,097
	40	(15,315)	6,430	28,176	49,921	71,666	93,411	115,156	136,901	158,647
	45	(15,455)	<b>6,463</b>	28,381	50,298	72,216	94,134	116,052	137,969	159,887
	50	(15,671)	6,390	<b>28,451</b>	<b>50,513</b>	<b>72,574</b>	<b>94,635</b>	<b>116,696</b>	<b>138,757</b>	<b>160,819</b>

Fuente. Autores de Esta Tesis

Los resultados obtenidos muestran que el mayor beneficio se obtendría si todos los camiones son convertidos al sistema dual durante el primer año, en caso el precio promedio anual del diésel en el departamento de Apurímac disminuya en un máximo del 20% durante la vida útil del proyecto. Dicho precio fluctuaría hasta un mínimo alrededor de US\$ 3.05/galón, como consecuencia de una disminución en el precio

promedio anual del WTI, el cual estaría cercano a nivel de US\$ 43/barril. Cabe resaltar que el precio promedio anual del WTI desde el año 2015 cuando la minera inició operaciones es de US\$ 53/barril.

### 5.6.3 Precio del GNL y precio del diésel

**Tabla 5.10 Sensibilidad del VAN ante variaciones en el precio del diésel y el precio del GNL (miles de US\$)**

VAN	Variación % Precio del diésel								
	-40%	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%	40%
9.45	(15,263)	6,050	27,362	48,675	69,988	91,301	112,613	133,926	155,239
10.39	(22,077)	(764)	20,548	41,861	63,174	84,487	105,799	127,112	148,425
11.34	(28,891)	(7,578)	13,735	35,047	56,360	77,673	98,985	120,298	141,611
12.28	(35,705)	(14,392)	6,921	28,233	49,546	70,859	92,171	113,484	134,797
13.23	(42,519)	(21,206)	107	21,419	42,732	64,045	85,357	106,670	127,983
14.17	(49,333)	(28,020)	(6,707)	14,605	35,918	57,231	78,543	99,856	121,169
15.12	(56,147)	(34,834)	(13,521)	7,791	29,104	50,417	71,729	93,042	114,355
16.06	(62,961)	(41,648)	(20,335)	977	22,290	43,603	64,916	86,228	107,541
17.01	(69,775)	(48,462)	(27,149)	(5,837)	15,476	36,789	58,102	79,414	100,727
17.95	(76,589)	(55,276)	(33,963)	(12,650)	8,662	29,975	51,288	72,600	93,913
18.90	(83,403)	(62,090)	(40,777)	(19,464)	1,848	23,161	44,474	65,786	87,099
19.16	(85,251)	(63,938)	(42,625)	(21,313)	-	21,313	42,625	63,938	85,251

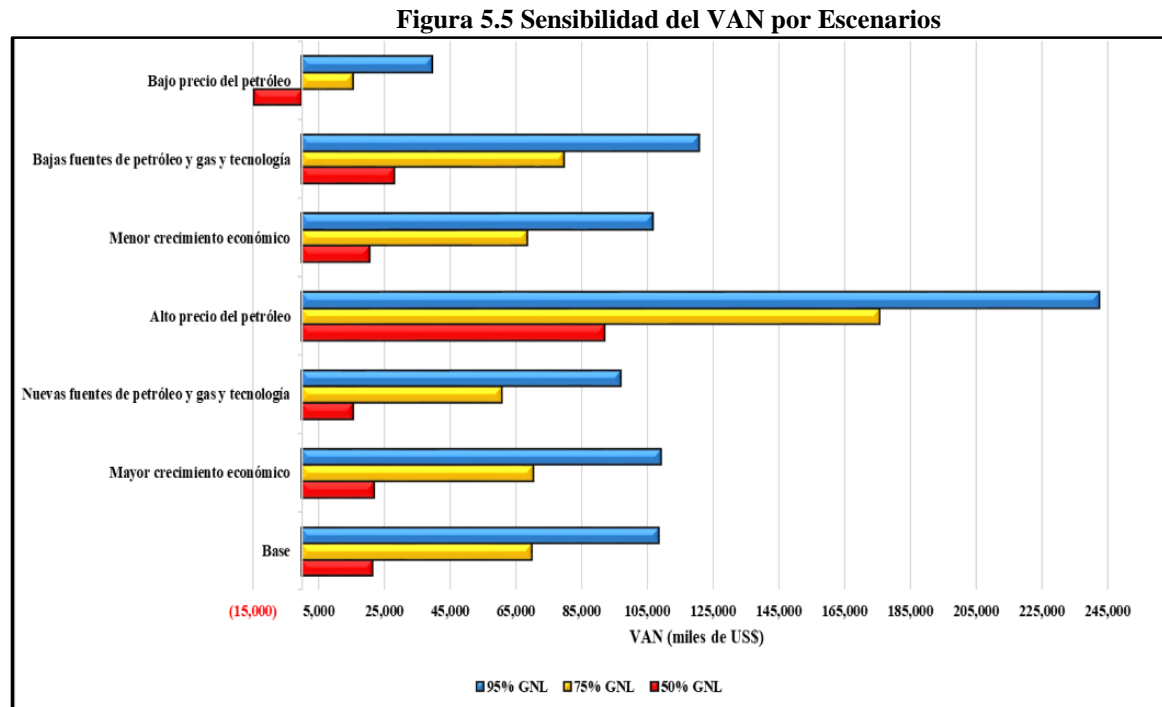
Fuente. Autores de Esta Tesis

Considerando que la empresa convierta 30 camiones durante el primer año y la diferencia en el segundo año, con un nivel de sustitución del 75% y a un precio promedio anual de diésel aproximado de US\$ 3.74/galón, es decir, una disminución del 10% en dicho precio (precio WTI alrededor de US\$ 67/barril), el precio máximo del GNL que haría factible el proyecto estaría alrededor de US\$ 16/MMBTU. En caso el precio del WTI bajara a un valor cercano a los US\$ 52/barril, es decir un precio promedio anual de diésel para el departamento de Apurímac alrededor de US\$ 3.32/galón, el proyecto sería rentable si el precio del GNL es menor a US\$ 13.2/MMBTU.



## 5.7 Escenarios del WTI

El AEO2019 ha realizado proyecciones para el precio del WTI en diferentes escenarios, considerando las variables que podrían generar un mayor impacto en el comportamiento de dicho precio. Entre las variables que ha considerado, se encuentran el crecimiento económico, las reservas de petróleo y gas, así como la tecnología. La Figura 5.4 brinda una idea general de la rentabilidad del proyecto en estos escenarios según el porcentaje de sustitución de combustible.



Fuente. Autores de Esta Tesis

**Tabla 5.11 Estimación del precio promedio anual del diésel**

Escenario	WTI promedio anual US\$ / BL	Precio promedio diésel estimado (US\$/GALON)
Base	\$81.51	\$4.15
Alto crecimiento económico	\$81.99	\$4.17
Altas fuentes de petróleo y gas y tecnología	\$74.59	\$3.95
Alto precio del petróleo	\$155.47	\$6.27
Bajo crecimiento económico	\$80.60	\$4.13
Bajas fuentes de petróleo y gas y tecnología	\$89.16	\$4.37
Bajo precio del petróleo	\$42.78	\$3.04

Fuente. Autores de Esta Tesis

Los escenarios de bajo y alto precio del petróleo pueden influir en su producción de corto plazo. Los escenarios de nuevas y bajas fuentes de petróleo, gas y tecnología, asumen variaciones en los costos de producción y disponibilidad de fuentes dentro de los EE.UU. lo que tendría grandes efectos en la producción dados los precios internacionales del petróleo y gas. Si los costos se reducen y hay una mejora tecnológica, entonces se incrementa la producción a largo plazo. Finalmente, los escenarios de mayor y menor crecimiento económico asumen variaciones en el consumo de energía como consecuencia de variaciones en el crecimiento de la población y la productividad dando como resultado tasas de crecimiento anual más altas o más bajas para el PBI de los EE.UU., en comparación con el escenario base. La producción es menos sensible al crecimiento debido a que los precios a boca de pozo no se ven afectados por dicho crecimiento.

**Tabla 5.12 Sensibilidad del VAN  
(en millones de dólares)**

Escenario precio estimado WTI	VAN		
	50% GNL	75% GNL	95% GNL
Alto precio del petróleo	92.14	175.71	242.56
Bajas fuentes de petróleo y gas y Mayor crecimiento económico	28.17	79.75	121.02
Base	21.66	69.99	108.65
Menor crecimiento económico	20.74	68.61	106.90
Nuevas fuentes de petróleo y gas y Bajo precio del petróleo	15.61	60.92	97.16
	(14.58)	15.63	39.80

Fuente. Autores de Esta Tesis

**Tabla 5.13 Sensibilidad del TIR**  
(en millones de dólares)

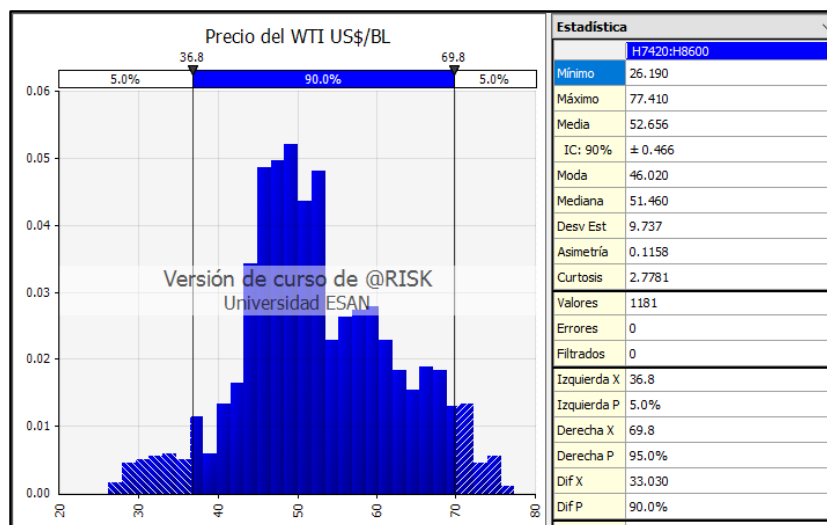
Escenario precio estimado WTI	TIR		
	50% GNL	75% GNL	95% GNL
Alto precio del petróleo	34%	53%	68%
Bajas fuentes de petróleo y gas y	19%	31%	41%
Mayor crecimiento	18%	30%	39%
Base	18%	30%	39%
Menor crecimiento	18%	29%	38%
Nuevas fuentes de petróleo y gas	16%	28%	36%
Bajo precio del petróleo	8%	17%	23%

Fuente. Autores de Esta Tesis

## 5.8. Simulación Montecarlo

Con la finalidad de obtener la probabilidad de éxito del proyecto, primero se analizó la distribución del comportamiento del precio diario del WTI desde el año 2015. La Figura 5.7 muestra que el precio se situó el 90% de las veces en el rango de US\$ 36.8 y US\$69.8 por barril en estos últimos años y que la distribución se comporta como una distribución normal.

**Figura 5.6 Distribución del precio diario del WTI**

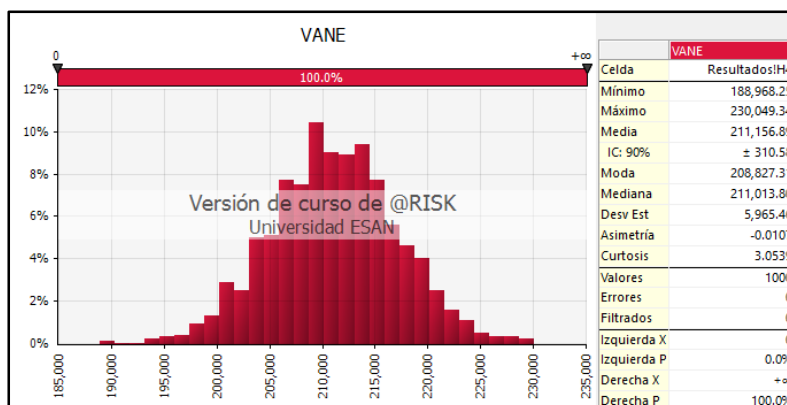


Fuente. Autores de Esta Tesis

Además, se asumió una distribución triangular para los costos de operación y mantenimiento con porcentajes de variación del 4%, 8% y 12%, que reflejarían el incremento por la instalación del kit de conversión al sistema dual.

Bajo el caso de análisis, se obtuvo que la probabilidad de éxito del proyecto es 1 y que el 80% de las veces, el beneficio económico podría situarse en un rango de US\$ 200 MM y US\$ 215 MM, tal como se muestra en la Figura 5.6.

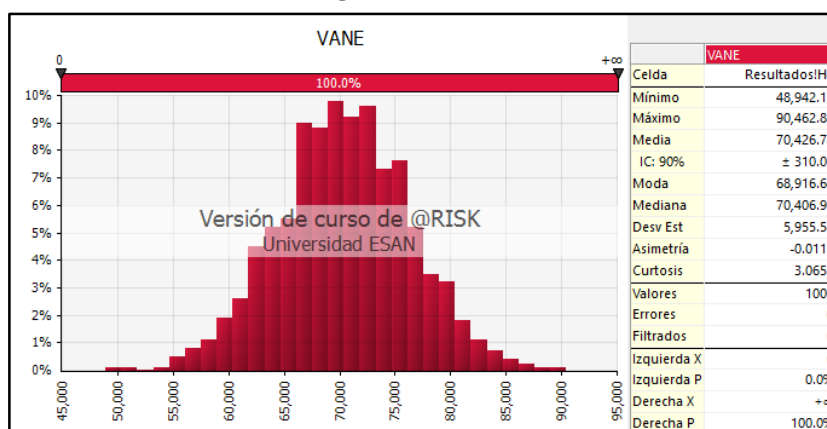
**Figura 5.7 Simulación Montecarlo**



Fuente. Autores de Esta Tesis

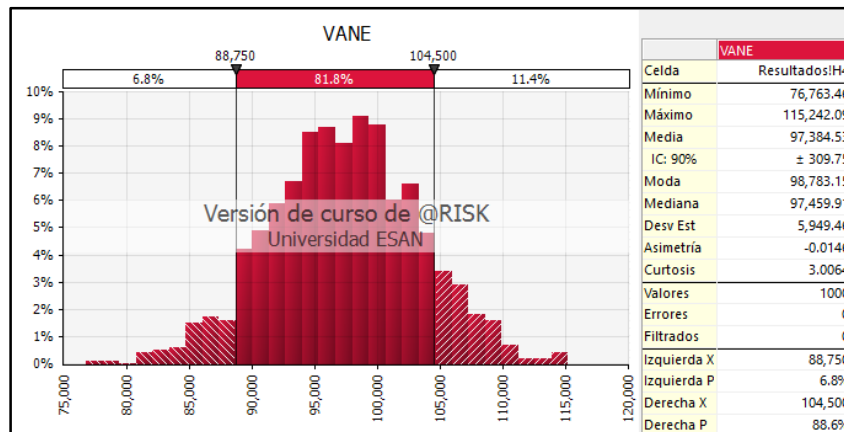
Asimismo, en la figura 5.7 se muestra el caso cuando el precio del GNL es igual a 19.16/MMBTU, es decir, en el punto donde es indiferente realizar o no el proyecto, los beneficios económicos fluctúan entre US\$ 60 MM – US\$ 80, aproximadamente. Mientras que, cuando el precio se sitúa en US\$ 17.30/MMBTU, dichos beneficios estarían entre US\$ 88.75 MM y US\$ 104.5 MM, aproximadamente, tal como se muestra en la Figura 5.8.

**Figura 5.8 Simulación Montecarlo**



Fuente. Autores de Esta Tesis

**Figura 5.9 Simulación Montecarlo**



Fuente. Autores de Esta Tesis

## 5.9 Micro planta de licuefacción

Una alternativa a la compra del GNL directamente en Planta Melchorita o a través del concesionario de distribución de GNL en el sur del país, es la compra del suministro a una microplanta de licuefacción, la cual podría instalarse en el ramal del ducto de TGP ubicado en el departamento de Ayacucho.

El consumo de GNL para la minera una vez que los 51 camiones operen con el sistema dual con una sustitución del 75% del diésel, ha sido estimado en 4.33 MMPCD. Por lo tanto, la microplanta de GNL debe contar con una capacidad de procesamiento que permita satisfacer dicha demanda de la minera.

La inversión para una microplanta con capacidad de procesamiento de 4.68 MMPCD ha sido estimada en US\$ 65 MM y un gasto en operación y mantenimiento de 4% del valor de la inversión. Además, la tarifa de transporte del GNL desde el departamento de Ayacucho hasta la minera ha sido calculada en US\$ 2.12/MMBTU. Asimismo, considerando que la microplanta se abastecerá directamente con el gas natural proveniente del Lote 88, cuyo precio para el año 2019 de acuerdo a lo publicado por Osinergmin es de US\$ 3.1160 y que la tarifa de transporte del gas natural es de aproximadamente US\$ 1.00/MMBTU, se procedió a calcular la tarifa a cobrar por el servicio de licuefacción, la cual forma parte del precio final del GNL que debe pagar el minero.

Por otro lado, se asume un financiamiento del 50% de la inversión en la planta, una tasa de interés de 7.5% y un periodo de pago a 10 años, con cuotas constantes y anuales. Además, el COK ha sido calculado en 11.69% y el WACC en 11.56%

**Tabla 5.14 Ingresos del Inversionista en ( Millones de dólares)**

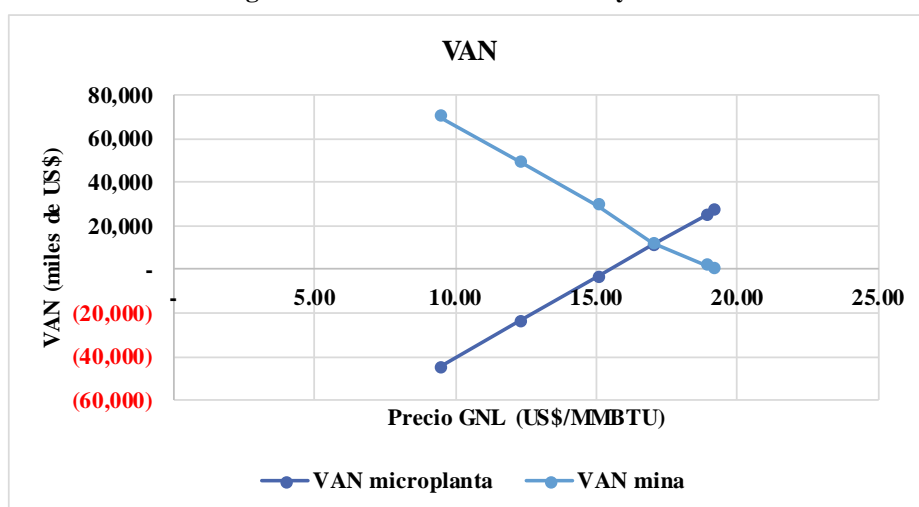
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<i>Consumo GNL (miles de MMBTU)</i>		803	1,563	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644	1,644
<i>Tarifa por licuefacción</i>		11.00	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00
Ingresos		8,833	17,190	18,088	18,088	18,088	18,088	18,088	18,088	18,088	18,088	18,088	18,088	18,088	18,088	18,088
OyM		(2,600)	(2,600)	(2,600)	(2,600)	(2,600)	(2,600)	(2,600)	(2,600)	(2,600)	(2,600)	(2,600)	(2,600)	(2,600)	(2,600)	(2,600)
Depreciación		(4,333)	(4,333)	(4,333)	(4,333)	(4,333)	(4,333)	(4,333)	(4,333)	(4,333)	(4,333)	(4,333)	(4,333)	(4,333)	(4,333)	(4,333)
<b>Utilidad operativa AI</b>		<b>1,899</b>	<b>10,257</b>	<b>11,155</b>	<b>11,155</b>	<b>11,155</b>	<b>11,155</b>	<b>11,155</b>	<b>11,155</b>	<b>11,155</b>	<b>11,155</b>	<b>11,155</b>	<b>11,155</b>	<b>11,155</b>	<b>11,155</b>	<b>11,155</b>
Impuesto a la renta 30%		(570)	(3,077)	(3,346)	(3,346)	(3,346)	(3,346)	(3,346)	(3,346)	(3,346)	(3,346)	(3,346)	(3,346)	(3,346)	(3,346)	(3,346)
<b>Utilidad operativa DI</b>		<b>1,330</b>	<b>7,180</b>	<b>7,808</b>	<b>7,808</b>	<b>7,808</b>	<b>7,808</b>	<b>7,808</b>	<b>7,808</b>	<b>7,808</b>	<b>7,808</b>	<b>7,808</b>	<b>7,808</b>	<b>7,808</b>	<b>7,808</b>	<b>7,808</b>
(+) Depreciación		4,333	4,333	4,333	4,333	4,333	4,333	4,333	4,333	4,333	4,333	4,333	4,333	4,333	4,333	4,333
<b>Flujo de Caja de operación</b>		<b>5,663</b>	<b>11,513</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>
<u>Flujo de caja de inversión</u>																
Microplanta LNG		(65,000)														
<b>Flujo de Caja de inversión</b>		<b>(65,000)</b>														
<b>Flujo de Caja Económico</b>		<b>(65,000)</b>	<b>5,663</b>	<b>11,513</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>
<u>Servicio de Deuda Neto</u>																
Desembolso Deuda 32,500																
Amortización Deuda		(2,297)	(2,470)	(2,655)	(2,854)	(3,068)	(3,298)	(3,545)	(3,811)	(4,097)	(4,404)	-	-	-	-	-
Intereses * (1 - t)		(1,706)	(1,586)	(1,456)	(1,317)	(1,167)	(1,006)	(833)	(646)	(446)	(231)	-	-	-	-	-
<b>Servicio de Deuda Neto</b>	<b>32,500</b>	<b>(4,004)</b>	<b>(4,055)</b>	<b>(4,111)</b>	<b>(4,171)</b>	<b>(4,235)</b>	<b>(4,304)</b>	<b>(4,378)</b>	<b>(4,458)</b>	<b>(4,544)</b>	<b>(4,636)</b>	-	-	-	-	-
<b>Flujo de Caja Financiero/ Del</b>	<b>(32,500)</b>	<b>1,659</b>	<b>7,458</b>	<b>8,031</b>	<b>7,971</b>	<b>7,907</b>	<b>7,838</b>	<b>7,764</b>	<b>7,684</b>	<b>7,598</b>	<b>7,506</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>	<b>12,142</b>
<u>APV</u>																
Gastos Financieros		2,438	2,265	2,080	1,881	1,667	1,437	1,189	923	638	330	-	-	-	-	-
Escudos Tributarios		731	680	624	564	500	431	357	277	191	99	-	-	-	-	-
<b>VAET</b>		<b>3,339</b>														
VANE	12,778	APV	16,117													
TIRE	14.97%	TIRF	20.52%													

Fuente. Autores de Esta Tesis

El periodo de recuperación de la inversión sería de aproximadamente 5 años. EL precio del GNL que pagaría el minero bajo este escenario sería de US\$ 17.23/MMBTU, el cual incluye una tarifa de licuefacción por US\$ 11.00/MMBTU. Con el precio mencionado, el VAN del minero sería de US\$ 13.89 MM, tendría una TIR de 15.75% y recuperaría su inversión en un periodo de 8 años.

La sensibilidad del VAN de la minera y del inversionista de la micro planta de GNL, sin considerar financiamiento, se muestra en la Figura 5.9.

**Figura 5.10 VAN del inversionista y del minero**



Fuente. Autores de Esta Tesis

Como se observa en la Figura 5.9, en el punto de cruce, el precio del GNL estaría alrededor de los US\$ 17/MMBTU (tarifa por el servicio de licuefacción sería de US\$11/MMBTU), la TIR de la minera es de 15.61%; mientras que, la del inversionista de la microplanta es de 15.10%. En dicho punto, la minera podría recuperar su inversión en un plazo menor a 8 años; mientras que, en la microplanta, sería en 6.5 años. Sin embargo, existe un tramo en el que es posible que el minero y el inversionista de la microplanta de licuefacción puedan negociar el precio del GNL. Este tramo se encuentra entre el precio máximo que estaría dispuesto a pagar el minero, donde sus beneficios económicos son iguales a cero, esto es con un precio de US\$ 19.16/MMBTU (precio por el servicio de licuefacción: US\$ 12.23/MMBTU) y el mínimo precio que el inversionista de la microplanta estaría dispuesto a cobrar para que sus beneficios económicos sean iguales a cero, esto se da con un precio de GNL de US\$ 15/MMBTU



(precio por el servicio de licuefacción: US\$ 8.82/MMBTU). Sin embargo, el precio mínimo que cobraría el inversionista sería mayor que en el escenario base, lo que reduce significativamente los beneficios económicos que obtendría el minero si opta por realizar la conversión a sistema dual de sus camiones.

## CAPITULO VI. EVALUACION DE BENEFICIOS

### 6.1 Ventajas competitivas para el sector minero

El beneficio económico obtenido en una unidad minera, como ya se ha visto en el capítulo anterior, se puede reapplicar a otras operaciones mineras de tajo abierto y extrapolar el beneficio a nivel nacional. Para ello debemos identificar la flota de camiones de todas las unidades mineras a tajo abierto, así como también el tipo de camión minero y su consumo promedio de combustible Diesel. (ver anexo 2).

El consumo anual de Diesel de todas las flotas de camiones mineros es de 250.480 millones de galones o 5.964 millones de Barriles. Si aplicamos una sustitución parcial al 75% del Diesel por GNL, en las 12 unidades mineras reportadas, el ahorro anual que se obtiene es de US\$ 513.53 millones, lo cual representa una reducción del 49.40% en el costo anual por combustibles. Las unidades mineras más beneficiadas serian Cerro Verde (US\$86.60 millones/año), Antamina (US\$84.20 millones/año), y Southern Peru Toquepala (US\$72.78 millones/año); que son las minas que tienen las mayores flotas de camiones mineros, 113 camiones, 122 camiones, y 87 camiones, respectivamente.

**Tabla 6.1 Ahorro Anual por Flota y Unidad minera ( \$ / Unidad Minera / año)**

EMPRESA	UNIDAD MINERA	CAMIONES MINEROS	Ahorro Anual (\$/año)
SHOUGANG HIERRO PERÚ S.A.A.	CPS-1 MARCONA	26	11,713,941.99
SOUTHERN PERÚ COP. CORP., SUC.DEL PERÚ	CUAJONE	45	41,412,796.80
MINERA YANACOCHA S.R.L.	ACM CHAUPILOMA SUR	64	48,204,766.89
COMPAÑÍA MINERA ANTAMINA S.A.	ANTAMINA	122	84,202,587.96
COMPAÑÍA MINERA ANTAPACCAY S.A.	ANTAPACCAY	63	56,414,538.20
HUDBAY PERÚ S.A.C.	CONSTANCIA	22	17,249,440.31
LA ARENA S.A.	ACM ARENA	34	9,179,646.03
MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A.	ACM ALTO CHICAMA	23	11,687,607.32
MINERA CHINALCO PERÚ S.A.	TOROMOCHO	35	36,686,081.00
COMPAÑÍA MINERA LAS BAMBAS S.A.	FERROBAMBA	51	37,393,795.36
SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	CERRO VERDE 1 2 3	113	86,604,736.11
SOUTHERN PERÚ COP. CORP., SUC.DEL PERÚ	TOQUEPALA	87	72,784,732.98
		685	513,534,670.97

Fuente. Autores de Esta Tesis

También se observa que los camiones mineros más utilizados son Caterpillar 793 (225 unidades), Komatsu 930 (205 unidades), y Caterpillar 797 (105 unidades). Pero al

momento de iniciar un programa de conversión de camiones mineros se deben priorizar los modelos donde se obtiene un mayor ahorro anual por unidad, es decir, Caterpillar 797 (US\$1.21 millones/camión/año), Caterpillar 794 (US\$1.05 millones/camión/año), y Komatsu 980 (US\$0.91 millones/camión/año).

El beneficio sería mayor, si la penetración del GNL fuera mayor, es decir, en una unidad minera podría extenderse el uso del GNL a las otras maquinarias pesadas, a los equipos industriales para el procesamiento y refinamiento del mineral extraído, al sistema de transporte del producto refinado y procesado desde la planta hasta el terminal de embarque, y al sistema de generación eléctrica de la planta.

**Tabla 6.2 Ahorro Anual por tipo de camión minero (\$ / camión minero / año)**

CANTIDAD	CAMION	Consumo Diesel al 75% (galon/día)	GNL equivalente (MMBtu/día)	Ahorro Anual (\$/año)	Ahorro Anual (\$/camión)
225	CAT 793	181260.2378	24901.713	180,855,064.93	803,800.29
205	KOMATSU 930	137461.0304	18884.534	137,153,762.35	669,042.74
105	CAT 797	127805.9445	17558.108	127,520,258.59	1,214,478.65
48	CAT 777	11755.87847	1615.034	11,729,600.43	244,366.68
43	CAT 785	19416.45971	2667.453	19,373,057.90	450,536.23
19	KOMATSU 730	9907.608983	1361.117	9,885,462.40	520,287.49
19	KOMATSU 830	12550.54161	1724.206	12,522,487.26	659,078.28
8	KOMATSU 785	2832.443857	389.124	2,826,112.47	353,264.06
6	KOMATSU 980	5479.89432	752.833	5,467,645.06	911,274.18
4	CAT 794	4233.44782	581.595	4,223,984.75	1,055,996.19
3	HITACHI EH4000	1981.664465	272.243	1,977,234.83	659,078.28
				513,534,670.97	

Fuente. Autores de Esta Tesis

## 6.2 Impacto positivo en la Balanza Comercial

De acuerdo a las notas de estudio del BCRP, la balanza comercial está definida como la diferencia entre las exportaciones y las importaciones, la cual registró un superávit de US\$ 7,049 millones durante el año 2018. El valor de las exportaciones fue de US\$ 48,942 millones, mientras que el valor de las importaciones fue de US\$ 41,893 millones. Las exportaciones están conformadas por los productos tradicionales, los productos no tradicionales y otros; mientras que, las importaciones están conformadas por los bienes de consumo (21%), insumos (47%), bienes de capital (31%) y otros

bienes (1%). Dentro del grupo principal "insumos", se encuentran el subgrupo "combustibles, lubricantes y conexo" (32%), "materias primas para la agricultura" (7%) y "materias primas para la industria" (61%). El valor del Diésel importado durante el año 2018 fue US\$ 1,667 millones.

**Tabla 6.3 Volumen de Diésel a Sustituir por Flota y Unidad minera (Bls / Unidad Minera / año)**

EMPRESA	UNIDAD MINERA	CAMIONES MINEROS	Diesel a sustituir (Bls/año)
SHOUGANG HIERRO PERÚ S.A.A.	CPS-1 MARCONA	26	102,027.80
SOUTHERN PERÚ COP. CORP., SUC.DEL PERÚ	CUAJONE	45	360,703.21
MINERA YANACOCHA S.R.L.	ACM CHAUPILOMA SUR	64	419,860.90
COMPAÑÍA MINERA ANTAMINA S.A.	ANTAMINA	122	733,399.96
COMPAÑÍA MINERA ANTAPACCAY S.A.	ANTAPACCAY	63	491,367.56
HUDBAY PERÚ S.A.C.	CONSTANCIA	22	150,241.69
LA ARENA S.A.	ACM ARENA	34	79,954.22
MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A.	ACM ALTO CHICAMA	23	101,798.42
MINERA CHINALCO PERÚ S.A.	TOROMOCHO	35	319,533.77
COMPAÑÍA MINERA LAS BAMBAS S.A.	FERROBAMBA	51	325,697.92
SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	CERRO VERDE 1 2 3	113	754,322.54
SOUTHERN PERÚ COP. CORP., SUC.DEL PERÚ	TOQUEPALA	87	633,951.07
		685	4,472,859.06

Fuente. Autores de Esta Tesis

Como ya se ha visto en la sección 6.1, el consumo anual de Diesel de todas las flotas de camiones mineros es de 5.964 millones de Barriles; pero si aplicamos una sustitución parcial al 75% del Diesel por GNL, podríamos dejar de importar 4.473 millones de Barriles de Diesel por año. Si aplicamos esta sustitución de combustible al ejercicio 2018, donde el precio de importación del diésel fue de US\$ 86.2 / barril, observamos que el volumen de diésel que dejaríamos de importar equivale a US\$ 386 millones, con lo cual la importación de insumos (diesel) se reduce de US\$ 20,544 millones a US\$ 20,158 millones, y el superávit de la balanza comercial del año 2018 pasaría de US\$ 7,049 millones a US\$ 7,435 millones, lo cual representa un incremento del 5.5% en el superávit de la balanza comercial. De realizarse una masificación del gas natural en los sectores extractivos e industriales, y especialmente en el sector transporte, el superávit en nuestra Balanza Comercial sería mucho mayor.

**Tabla 6.4 Balanza Comercial 2018**

		2018	
		Sin Proyecto	Con Proyecto
1	EXPORTACIONES	48942	48942
	Productos tradicionales	35540	35540
	Productos no tradicionales	13214	13214
	Otros	188	188
2	IMPORTACIONES	41893	41507
	Bienes de consumo	9584	9584
	Insumos	20544	20158
	<i>diésel (millones US\$)</i>	<i>1667</i>	<i>1281</i>
	<i>volumen (miles bls.)</i>	<i>19336</i>	<i>14863</i>
	<i>precio (US\$/bl)</i>	<i>86</i>	<i>86</i>
	Bienes de capital	11642	11642
	Otros bienes	123	123
3	BALANZA COMERCIAL	7049	7435

Fuente: Sunat y BCRP

De acuerdo a lo publicado en el BCRP, el PBI es el “valor total de la producción corriente de bienes y servicios finales dentro de un país durante un periodo de tiempo determinado. Incluye por lo tanto la producción generada por los nacionales y los extranjeros residentes en el país (...) El PBI se puede calcular mediante diferentes enfoques:

- Enfoque de la producción: El PBI es un concepto de valor agregado. Es la suma del valor agregado bruto de todas las unidades de producción residentes, más los impuestos a los productos y derechos de importación. El valor agregado bruto es la diferencia entre la producción y el consumo intermedio.
- Enfoque del gasto: El PBI es igual a la suma de las utilidades finales de bienes y servicios (todos los usos, excepto el consumo intermedio) menos el valor de las importaciones de bienes y servicios. De este modo, el PBI es igual a la suma

de los gastos finales en consumo, formación bruta de capital (inversión) y exportaciones, menos las importaciones.

- Enfoque del ingreso: El PBI es igual a la suma de las remuneraciones de los asalariados, el consumo de capital fijo, los impuestos a la producción e importación y el excedente de explotación.”

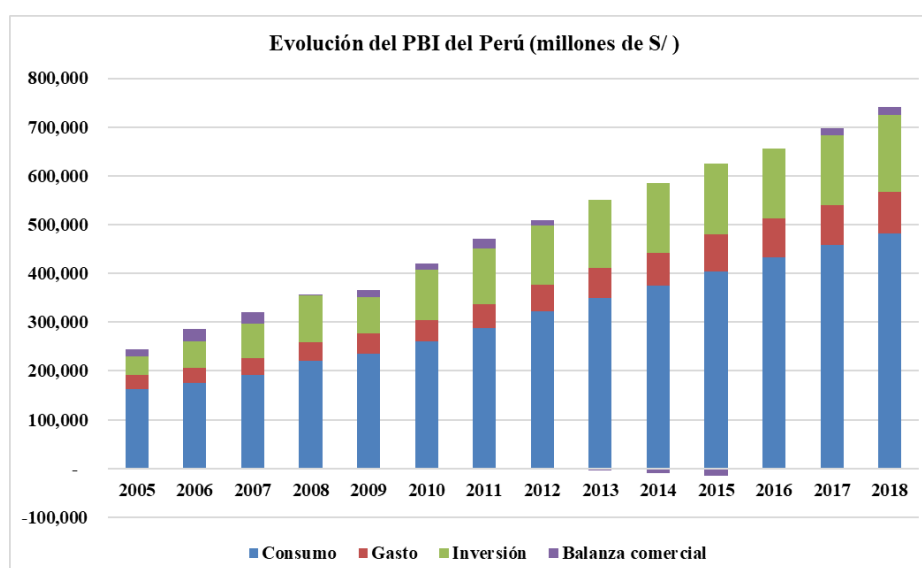
Con el objetivo de calcular el efecto de la sustitución parcial del diésel por GNL en el sector minero, veremos el efecto en el PBI bajo el enfoque del gasto, es decir, considerando el valor de la utilización final de la producción en la economía, menos el valor de las importaciones de bienes y servicios, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\text{PBI} = \text{Consumo} + \text{Gasto} + \text{Inversión} + \text{Exportaciones} - \text{Importaciones}$$

Consumo	:	Consumo privado
Gasto	:	Gasto público
Inversión	:	Inversión bruta interna

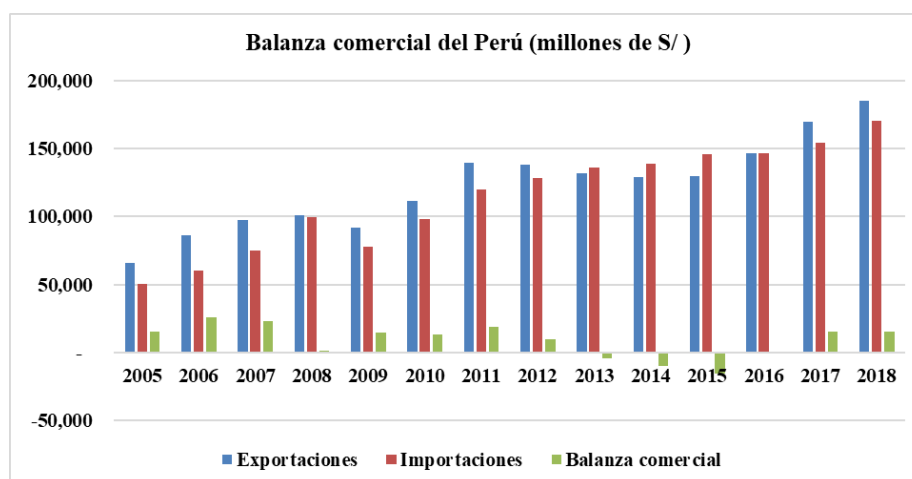
A continuación, se muestra la evolución del PBI del Perú por componente durante el periodo 2005 – 2018:

**Figura 6.1 VAN Evolución del PBI del Perú ( Millones de S/.)**



Fuente: BCRP  
Elaboración: Autores de la tesis

**Figura 6.2 Balanza comercial del Perú ( Millones de S/.)**



Fuente: BCRP  
Elaboración: Autores de la tesis

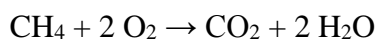
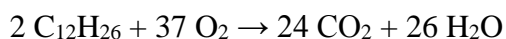
Por lo tanto, el impacto de US\$ 386 millones por la sustitución parcial del diésel por GNL del sector minero en el PBI del país sería igual al impacto en la balanza comercial generado por la reducción de la importación de diésel, puesto que la balanza comercial (Exportaciones – Importaciones) mas el Consumo, Gasto e Inversión son parte del PBI, que asciende a US\$ 225 mil millones para el ejercicio 2018. La sustitución del diésel por GNL en los camiones mineros de uso interno en la minería de tajo abierto, representaría un incremento del 0.2% en el PBI. De realizarse un uso intensivo del gas natural en los diversos sectores productivos, el impacto en el PBI nacional sería mucho mayor.

### **6.3 Sostenibilidad**

Como ya se ha visto en la sección 6.2, si aplicamos una sustitución parcial al 75% del Diésel por GNL, se dejan de importar o consumir 4.473 millones de Barriles o 187.860 millones de galones de Diésel por año, que equivalen a 25.81 millones de MMBTU por año.

Asumiendo una reacción de combustión completa tanto para el diésel como para el gas natural, cuyos principales componentes son el Dodecano o  $C_{12}H_{26}$  y el Metano o

CH<sub>4</sub>, respectivamente. A condiciones estándar de presión y temperatura, es decir, 1 atm y 15°C.



La combustión de 187.86 millones de galones de Diésel que equivalen a 618,614 toneladas de Diésel, produce 1.92 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. Mientras que la combustión de 501,049 toneladas de GNL que equivalen a 25.81 millones de MMBTU, produce 1.38 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. Es decir, se dejarían de emitir 543,456 toneladas de CO<sub>2</sub> por año, lo cual representa una reducción del 28% de las emisiones de CO<sub>2</sub> al medio ambiente en el sector minero a tajo abierto.

**Tabla 6.5 Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por unidad minera (TM/año)**

EMPRESA	UNIDAD MINERA	CAMIONES MINEROS	Reduccion en las emisiones CO <sub>2</sub> (TM/año)
SHOUGANG HIERRO PERÚ S.A.A.	CPS-1 MARCONA	26	12,396
SOUTHERN PERÚ COP. CORP., SUC.DEL PERÚ	CUAJONE	45	43,826
MINERA YANACOCHA S.R.L.	ACM CHAUPILOMA SUR	64	51,013
COMPAÑÍA MINERA ANTAMINA S.A.	ANTAMINA	122	89,109
COMPAÑÍA MINERA ANTAPACCAY S.A.	ANTAPACCAY	63	59,702
HUDBAY PERÚ S.A.C.	CONSTANCIA	22	18,255
LA ARENA S.A.	ACM ARENA	34	9,715
MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A.	ACM ALTO CHICAMA	23	12,369
MINERA CHINALCO PERÚ S.A.	TOROMOCHO	35	38,824
COMPAÑÍA MINERA LAS BAMBAS S.A.	FERROBAMBA	51	39,573
SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	CERRO VERDE 1 2 3	113	91,651
SOUTHERN PERÚ COP. CORP., SUC.DEL PERÚ	TOQUEPALA	87	77,026
		685	543,456

Fuente. Autores de Esta Tesis



## CAPITULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 7.1 Conclusiones

- 1) La sustitución en un 75% del diésel por GNL, del caso base, aplicado en los camiones mineros utilizados para el transporte de carga interna para la mina en estudio ubicada en el departamento de Apurímac, es rentable si el precio al que adquiere el GNL es menor a US\$ 19/MMBTU. En el escenario base, la minera tendría un ahorro total aproximado de US\$ 70 MM, con un ahorro por camión de US\$ 1.37 MM durante toda la vida útil del proyecto. En este escenario, una vez dada la conversión a sistema dual de todos los camiones, el consumo anual de diésel de la minera se reduce en 284,986 barriles aproximadamente, es decir, 5,588 barriles por camión; mientras que, el consumo de GNL sería de 4.33MMPCD, lo que equivale a 4,405.12 MMBTUD. El consumo de GNL por camión sería de 88.34 MMBTUD. Análogamente, el uso del GNL como sustituto del diésel al 75% permite un ahorro anual de US\$513.53 millones en las 12 unidades mineras de tajo abierto reportadas, que representa una reducción de los costos en combustibles del 49.40% y brinda una importante ventaja competitiva al sector minero nacional, posicionando al Perú con el menor costo energético de la región y asegurando las inversiones para los próximos años. Además, si intensificamos el uso del GNL extendiendo su consumo a otras maquinarias y equipos de la minería, el ahorro anual sería mucho mayor. Las unidades mineras de tajo abierto más beneficiadas, que también son las minas que tienen más camiones mineros, son Cerro Verde con US\$86.60 millones/año y 113 camiones, Antamina con US\$84.20 millones/año y 122 camiones, y Southern Peru Toquepala con US\$72.78 millones/año y 87 camiones.
- 2) El consumo de Diésel de los camiones mineros en las 12 minas de tajo abierto reportadas es de 5.96 millones de Barriles al año; pero si aplicamos una sustitución parcial al 75% del Diésel por GNL, podemos dejar de importar 4.47 millones de Barriles o 618,614 toneladas de Diésel por año. Esto representa US\$ 386 millones, con lo cual el superávit de la balanza comercial del año 2018 habría pasado de US\$ 7,049 millones a US\$ 7,435 millones. De realizarse una masificación del gas natural en los sectores extractivos e industriales, y especialmente en el sector transporte a

través de corredores azules, el superávit en nuestra Balanza Comercial sería mucho mayor.

- 3) Adicionalmente, una sustitución parcial al 75% del Diésel por GNL en las 12 unidades mineras reportadas, dejan de emitir 543,456 toneladas de CO<sub>2</sub> por año, lo cual representa una reducción del 28% de las emisiones de CO<sub>2</sub> al medio ambiente en el sector minero a tajo abierto, al sustituir el recurso energético equivalente a 25.81 millones de MMBTU.
- 4) Para reducir la dependencia del país frente a la oferta extranjera es necesario evaluar la viabilidad de sustituir la importación de diésel por un combustible que se produzca en el mercado interno, como es el caso del GNL. La sustitución de dicho combustible con gas natural licuado (GNL) en la flota de camiones mineros, mediante un kit de conversión a sistema dual fuel, podría conducir a importantes ahorros en los costos de combustible para las empresas mineras, considerando nuestras reservas de gas natural y que somos deficitarios del petróleo. Por ello, se debería generar los incentivos para incrementar el uso de gas natural en las diversas actividades económicas del país, que nos permitiría reducir la dependencia en el consumo de combustibles y a la vez generar ventajas competitivas en el sector minero, poniendo en valor tanto el gas natural como las reservas minerales del Perú.
- 5) En todos los escenarios del AEO 2019, el proyecto genera beneficios económicos cuando se sustituye el diésel en un 75% por GNL. Las ganancias obtenidas fluctúan alrededor de US\$ 55 MM para una sustitución del 75% y US\$ 95 MM para una sustitución del 95%. El máximo ahorro que obtendría la minera, se alcanzaría convirtiendo en el primer año todos los camiones con los que cuenta la empresa si y solo si el precio del diésel del escenario base no disminuye más del 20%. Caso contrario, el ahorro anual obtenido por la conversión a sistema dual de un camión adicional sería menor a su costo en dicho año. La construcción de una microplanta de licuefacción que se abastezca con gas proveniente del Lote 88, según nuestro análisis, no sería rentable para la minera considerando que el precio que pagaría por el GNL tendría que ser mayor a US\$ 15 para que el inversionista de la microplanta pueda recuperar su inversión y cubrir sus costos de operación y mantenimiento

durante toda la vida útil del proyecto. Ello, considerando que el precio del GNL en el caso base es de US\$ 9.45.

## **7.2 Recomendaciones**

- 1) La minería es una industria muy intensiva en energía, que ha iniciado una transición hacia las energías renovables, construyendo e invirtiendo en nodos energéticos renovables cerca de sus unidades mineras debido a la reducción de los costos de energía renovable y la perspectiva de un suministro de energía más confiable, seguido de preocupaciones ambientales, sociales y regulatorias. La conversión debe priorizarse en las unidades de mayor capacidad de carga o en las unidades más grandes, de tal manera que el beneficio sea mayor en el ahorro de combustibles y en la disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub>, es decir mayores reducciones en costos y en emisiones.
- 2) Se recomienda una diversificación de la matriz energética en el sector minero, como punto de partida para la descarbonización de la minería, que impulse la puesta en valor del gas natural principalmente en los sectores industrial y de transporte, con un marco regulatorio y normativo que fomente y brinde los incentivos necesarios para que se logre sustituir el diésel por GNL en los camiones mineros y para la construcción de plantas satélites. Para ello se deben generar los mecanismos para promover la producción y consumo de gas natural, de tal forma que se pueda incrementar la seguridad e independencia energética, considerando nuestras reservas probadas de gas natural y que somos deficitarios en petróleo crudo.
- 3) Se recomienda el uso de GNL porque puede adecuarse rápidamente a las nuevas regulaciones medioambientales, que son cada vez más exigentes, debido a que tiene un menor impacto ambiental en toda su cadena de valor, generando ventajas competitivas y comparativas a favor de las empresas mineras, y mejorando las relaciones comunitarias al mostrar respeto por la vida y el planeta, lo cual se puede potenciar con campañas de voluntariado que revertirán la imagen de la minería como una industria extractiva contaminante en una industria sostenible que contribuye con el desarrollo del país, disminuyendo los conflictos sociales y posicionando a las operaciones mineras con una buena imagen corporativa ante la sociedad. La transición energética de la minería implica la descarbonización de la

minería, por ello la energía eléctrica que requiere la industria minera debe ser generada a partir de energías renovables no convencionales; mientras que el combustible diésel que se requieren para los procesos térmicos, de extracción y de transporte, se debe sustituir por GNL, que no contiene material particulado y genera menos emisiones de gases NOx, SOx y COx. Posteriormente, los kits de conversión para el sistema dual fuel se puede potenciar con el uso de Hidrogeno, que es un excelente vector para el desarrollo de las renovables intermitentes y un facilitador de la movilidad verde, mientras se desarrollan los sistemas de almacenamiento de energía. Es por ello que el gas natural juega un rol fundamental para sustituir aquellos combustibles altos en emisiones de CO2 y nos permite transitar hacia los combustibles de cero emisiones. De esta forma, una minería verde nos permitiría acceder a nuevos mercados demandantes de minerales producidos con una huella de carbono baja y trazable, bajo estándares medioambientales más exigentes. Asimismo, se están estableciendo esquemas de fijación de precios del carbono impulsando a la industria minera a considerar cada vez más formas de limitar su exposición al carbono.

- 4) Se recomienda un proyecto normativo que impulse y brinde incentivos a la transición energética en el sector minero, de tal manera que se libere la comercialización de los consumidores directos, que son las empresas mineras, y se logre sustituir el diésel por GNL en los camiones mineros impulsando la construcción de micro plantas y plantas satélites, las cuales facilitarían la llegada del GNL a lugares más lejanos.
- 5) Se recomienda ampliar el ámbito del proyecto para futuras investigaciones, puesto que el alcance del proyecto solamente se ha circunscrito al transporte interno o acarreo dentro de la unidad minera, y no se han considerado los sistemas de transporte externos, que comprende el traslado del mineral concentrado desde la unidad minera hasta el punto de embarque para exportación.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Editor: FR. (2015). Destacan ahorros que permitiría el reemplazo del diésel por GNL en camiones mineros. Junio 28, 2019, de Futuro Renovable Sitio web: <https://www.futurorenovable.cl/destacan-ahorros-que-permitiria-el-reemplazo-del-diesel-por-gnl-en-camiones-mineros/>
- [2] FUTURO RENOVABLE. (2015). Destacan ahorros que permitiría el reemplazo del diésel por GNL en camiones mineros. 06-06-2019, de FUTURO RENOVABLE Sitio web: <https://futurorenovable.cl/destacan-ahorros-que-permitiria-el-reemplazo-del-diesel-por-gnl-en-camiones-mineros/>
- [3] GFS CORP. (2015). Ahorro de GNL Conversiones de combustible de los camiones de transporte de minas y cargadores de ruedas. Junio 28, 2019, de GFS CORP Sitio web: <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/>
- [4] InterGroup Consultants Ltd. (2017). NATURAL GAS AS A FUEL FOR MINE HAUL TRUCKS. Marzo 30, 2017, de Natural Resources Canada Sitio web: [http://cngva.org/wp-content/uploads/2017/12/Natural-Gas-as-a-Fuel-for-Mine-Haul-Trucks\\_Final.pdf](http://cngva.org/wp-content/uploads/2017/12/Natural-Gas-as-a-Fuel-for-Mine-Haul-Trucks_Final.pdf)
- [5] Julián Gregorio de las Heras. (2013). Análisis Comparativo de Gasoductos Virtuales frente a otras Alternativas de Abastecimiento Energético. Junio 28, 2019, de Instituto Tecnológico de Buenos Aires Sitio web: <https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/194/Proyecto%20Final%20Gasoductos%20Virtuales.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [6] CAT. (2014). Camión Minero. Junio 28, 2019, de Catoperators Sitio web: <https://es.scribd.com/document/247553549/Camion-Minero>
- [7] Gerencia de Políticas y Análisis Económico - GPAE. (2018). REPORTE SEMESTRAL DE MONITOREO DEL MERCADO DE HIDROCARBUROS. Junio 28, 2019, de Osinergmin-Perú Sitio web: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Reportes\\_de\\_Mercado/Osinergmin-RSMMH-I-2018.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/Osinergmin-RSMMH-I-2018.pdf)
- [8] Westport. (2010). Westport's High Pressure Direct Injection System —Technology and European Certification. Marzo 30, 2019, de Westport Sitio web:

<https://www.yumpu.com/en/document/read/39177624/westports-high-pressure-direct-injection-system-gas-doctor-gpl->

[9] Heavy Duty Tracking HDT. (2013). Westport Develops High-Pressure Direct-Injection Gas System for OEM Diesels. Diciembre 10, 2013, de HDT Trackinginfo Sitio web: <https://www.truckinginfo.com/202188/westport-develops-high-pressure-direct-injection-gas-system-for-oem-diesels.es>

[10] Jessica Kirby. (2012). Liquefied natural gas engine technology is in the works for mining trucks. Agosto 13, 2012, de Canadian Mining & Energy Sitio web: [http://www.miningandenergy.ca/technology/article/liquefied\\_natural\\_gas\\_engine\\_technology\\_in\\_the\\_works\\_for\\_mining\\_trucks/](http://www.miningandenergy.ca/technology/article/liquefied_natural_gas_engine_technology_in_the_works_for_mining_trucks/)

[11] Kraiptat Cheenkachorn. (2013). Performance and emissions of a heavy-duty diesel engine fuelled with diesel and LNG (liquid natural gas). Mayo 01, 2013, de Energy Sitio web: [https://www.researchgate.net/publication/257177241\\_Performance\\_and\\_emissions\\_of\\_a\\_heavyduty\\_diesel\\_engine\\_fuelled\\_with\\_diesel\\_and\\_LNG\\_liquid\\_natural\\_gas](https://www.researchgate.net/publication/257177241_Performance_and_emissions_of_a_heavyduty_diesel_engine_fuelled_with_diesel_and_LNG_liquid_natural_gas)

[12] JFE TECHNICAL REPORT. (2014). Dual Fuel Engine Gas Fuel Conversion Technology. Marzo 01, 2014, de Research Center of Engineering innovation, JFE Engineering Sitio web: <http://www.jfe-steel.co.jp/en/research/report/019/pdf/019-17.pdf>

[13] Ochoa, F. P., & Gutiérrez, I. R. H. (2018). Aprovechamiento del gas natural licuado (GNL) en las empresas mineras del sur del Perú. ENERLAC. Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe, 2(2), 24-51.

[14] Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos. Segundo Semestre del 2018, Año 8 – N° 13 – marzo 2019. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin – Perú

[15] JFE, "Dual Fuel Engine Gas Fuel Conversion Technology," JFE TECHNICAL REPORT, no. 19, pp. 78-80, 2014.

[16] C. P. C. G. H. Kraipat Cheenkachorn, "Performance and emissions of a heavyduty diesel engine fuelled with diesel and LNG (liquid natural gas)," Energy, no. 53, pp. 52-57, 2013.

[17] Curso de especialización en usos del GNL en la industria y en el sector transporte. Víctor Saenz. Instituto de Regulación y finanzas - FRI/ESAN.

- [18] Edwar Dodge. (2014). Actualizaciones sobre GNL en camiones de minería pesada. 12-09-2019, de Edwar Dodge Sitio web: <http://www.edwardtdodge.com/2014/10/30/updates-on-lng-in-heavy-mining-trucks/>
- [19] GFS-Corp. (2014). Conversiones de ahorro de combustible de GNL para camiones mineros y cargadores de ruedas. 12-09-2019, de GFS-Corp Sitio web: <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/>
- [20] MAN Diesel & Turbo. (2012). Costs and Benefits of LNG. 10-09-2019, de MAN Diesel & Turbo Sitio web: <https://www.mandieselturbo.com/docs/default-source/shopwaredocuments/costs-and-benefits-of-lng3739431d863f4f5695c4c81f03ac752c.pdf?sfvrsn=3>
- [21] Jessica Kirby. (2012). La tecnología de motores de gas natural licuado está en proceso para camiones mineros. 01-03-2019, de Canadian Mining&Energy Sitio web: [http://www.miningandenergy.ca/technology/article/liquefied\\_natural\\_gas\\_engine\\_technology\\_in\\_the\\_works\\_for\\_mining\\_trucks/](http://www.miningandenergy.ca/technology/article/liquefied_natural_gas_engine_technology_in_the_works_for_mining_trucks/)
- [22] GREEN TRUCK PARTNERSHIP. (2013). LIQUEFIED NATURAL GAS. 04-04-2019, de GREEN TRUCK PARTNERSHIP Sitio web: <https://www.rms.nsw.gov.au/documents/about/environment/air/140717-final-dual-fuel-ng-case-study.pdf>
- [23] Cam Osler. (2017). NATURAL GAS AS A FUEL FOR MINE HAUL TRUCKS. 01-07-2019, de Natural Resources Canada Sitio web: [http://cngva.org/wp-content/uploads/2017/12/Natural-Gas-as-a-Fuel-for-Mine-Haul-Trucks\\_Final.pdf](http://cngva.org/wp-content/uploads/2017/12/Natural-Gas-as-a-Fuel-for-Mine-Haul-Trucks_Final.pdf)
- [24] Elaborado por la Dirección de Promoción Minera. (2018). PERÚ, CARTERA DE PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN DE MINA 2018. 02-09-2019, de MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS Sitio web: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Mineria/INVERSION/2018/CM2018-2.pdf>
- [25] LA DIRECCIÓN DE PROMOCIÓN MINERA. (2018). ANUARIO MINERO. 03-07-2019, de MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS Sitio web: [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Mineria/PUBLICACIONES/ANUARIO/2018/AM2018\(VF\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Mineria/PUBLICACIONES/ANUARIO/2018/AM2018(VF).pdf)
- [26] BBVAresearch. (2019). Perú. Situación del sector minero. 05-07-2019, de bbvaresearch Sitio web: [https://www.bbvaresearch.com/wp-content/uploads/2019/02/Peru\\_SituacionSectorMinero.pdf](https://www.bbvaresearch.com/wp-content/uploads/2019/02/Peru_SituacionSectorMinero.pdf)

- [27] Ministerio de Energía y Minas. (2018). PRODUCCIÓN MINERA ANUAL 2011-2018. 18-05-2019, de Ministerio de Energía y Minas Sitio web: [http://www.minem.gob.pe/\\_estadistica.php?idSector=1&idEstadistica=12501](http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=1&idEstadistica=12501)
- [28] Ministerio de Energía y Minas. (2019). Subsector minero se mantuvo como el principal aportante de las exportaciones nacionales durante el 2018. 13-05-2019, de Ministerio de Energía y Minas Sitio web: <https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/26456-subsector-minero-se-mantuvo-como-el-principal-aportante-de-las-exportaciones-nacionales-durante-el-2018>
- [29] Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI. (2018). Anuario de Estadísticas Ambientales, 2018. 08-07-2019, de Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI Sitio web: <file:///C:/Users/PC/Downloads/anuario-inei-2018.pdf>
- [30] Globalgasmobility. (2019). El GNL y tecnología DGB de CAT en la mina de oro La Herradura generan grandes ahorros. 14-09-2019, de Globalgasmobility Sitio web: <https://www.globalgasmobility.com/es/huge-savings-with-lng-and-cats-dgb-in-la-herradura-gold-mine/>
- [31] ENGIE Innovation. (2017). Hydrogen, a mean to decarbonize all energy uses at the heart of territories. 05-09-2019, de ENGIE Innovation Sitio web: [https://www.youtube.com/watch?time\\_continue=2&v=0KfGtrG8beg](https://www.youtube.com/watch?time_continue=2&v=0KfGtrG8beg)
- [32] Truckinginfo. (2013). Westport desarrolla un sistema de gas de inyección directa de alta presión para motores diésel OEM. 12-09-2019, de Westport Sitio web: <https://www.truckinginfo.com/202188/westport-develops-high-pressure-direct-injection-gas-system-for-oem-diesels>
- [33] Julián Gregorio de las Heras. (2013). ANÁLISIS COMPARATIVO DE GASODUCTOS VIRTUALES FRENTE A OTRAS ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO. Argentina: ITBA.
- [34] Francisco Carvajal Ayala. (2018). PLANTAS SATÉLITES DE REGASIFICACIÓN”. 02-09-2019, de Universidad de Chile - Economía y Negocios Sitio web: <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/167793/Carvajal%20Ayala%20Francisco.pdf?sequence=2&isAllowed=y>



[34] U.S Energy Information Administration. (2019). Units and calculators explained. 28-08-2019, de U.S Energy Information Administration Sitio web: <https://www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/british-thermal-units.php>

## ANEXO I

### *Marco Normativo Legal: Sector Hidrocarburos, Gas Natural y Minería.*

#### *Sector Hidrocarburos*

- Decreto Legislativo N° 043.- Ley de la Empresa Petróleos del Perú (PETROPERU) (04/03/81)
- Ley N° 26221.- Ley Orgánica de Hidrocarburos (20/08/93)
- Ley N° 26225.- Ley de Organización y Funciones de PERUPETRO S.A. (24/08/93)
- Decreto Supremo N° 049-93-EM Reglamento para la Aplicación de la Regalía y Retribución en los Contratos Petroleros (p. 15/11/1993)
- Decreto Supremo N° 051-93-EM Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos (17/11/1993)
- Decreto Supremo N° 052-93-EM Reglamento de seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos (18/11/1993)
- Decreto Supremo N° 054-93-EM Reglamento de Seguridad para Establecimientos de Venta al Público de Combustibles Derivados de Hidrocarburos (20/11/1993)
- Decreto Supremo N° 01-94-EM Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo (11/01/1994)
- Ley N° 26734.- Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) (31/12/96)
- Decreto Supremo N° 030-98-EM Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y OPDH (03/08/1998)
- Ley N° 27116.- Ley que crea la Comisión de Tarifas de Energía. (17/05/1999)

- Ley N° 27332.- Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos. (29/07/2000)
- Ley N° 27377.- Ley de Actualización de Hidrocarburos. (07/12/2000)
- Ley N° 27345 Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía (p. 08/09/2000)
- Ley N° 27506.- Ley del Canon (10/07/2001)
- Decreto Supremo N° 045-2001-EM Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos 2001 (22/07/2001)
- Resolución de consejo directivo organismo supervisor de la inversión en energía OSINERG N° 048-2003-OS-CD Sistema de Control de Órdenes de Pedido (05/04/2003) 5 de abril de 2003
- Ley N° 28054 Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles (p. 08/08/2003)
- Ley N° 28109.- Ley para de la Inversión en la Explotación de Recursos y Reservas marginales de Hidrocarburos a nivel Nacional (21/11/2003)
- Decreto Supremo N° 032-2004-EM Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (p. 21/08/2004)
- Resolución Directoral N° 052-2005-EM/DGH Aprueban Reglamento Operativo del Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles derivados del Petróleo (p. 18/02/2005/)
- Decreto Supremo N° 025-2005-EM Aprueban Cronograma de Reducción Progresiva del Contenido de Azufre en el Combustible Diesel N°s 1 y 2 (06/07/2005)
- Decreto Supremo N° 042-2005-EM.- Aprueban Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos. (14/10/2005)

- Ley N° 28694 Ley que regula el contenido de azufre en el combustible Diésel. (22/03/2006)
- Decreto Supremo N° 023-2006-EM Reglamento para el Uso de Marcadores en los Combustibles Líquidos y OPDH (10/04/2006)
- Decreto Supremo N° 037-2006-EM Reglamento de Cogeneración (p. 07/07/2006)
- Resolución Directoral N° 122-2006-EM/DGH Aprueban Lineamientos para la determinación de los Precios de Referencia de los combustibles derivados del petróleo. (06/10/2006)
- Decreto Supremo N° 043-2007-EM Reglamento de Seguridad para actividades de Hidrocarburos (22/08/2007)
- Decreto Supremo N° 053-2007-EM Reglamento de la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía (p. 23/10/2007)
- Decreto Supremo N° 081-2007-EM Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (p. 22/11/2007)
- Ley N° 29163 Ley de Promoción para el Desarrollo de la Industria Petroquímica (p. 20/12/2007)
- Resolución Ministerial N° 139-2012-MEM-DM Establecen prohibición de comercializar y usar Diésel B5 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm en los departamentos de Lima, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios y en la Provincia Constitucional del Callao (18/03/2012)
- Ley N° 29852 Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético. (p. 13/04/2012)
- Ley N° 29817 Ley que declara de necesidad pública e interés nacional la construcción y operación del Sistema de Transporte de Hidrocarburos (Gas Natural, Líquidos de Gas Natural y Derivados), y la creación de un polo

industrial petroquímico, con fines de seguridad energética nacional (p. 22/12/2011)

- Ley N° 29970 Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país (p. 22/12/2012)

### ***Normativa del Gas Natural***

- Ley N° 27133 Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural (p. 04/06/1999)
- Decreto Supremo N° 062-99-EM Fijan porcentaje de regalía mínimo aplicable al Proyecto Camisea (p. 19/12/1999)
- Decreto Supremo N° 046-2002-EM Establecen disposiciones para regular la recaudación y pago de la Garantía por Red Principal antes de la puesta en operación comercial de la Red Principal del Proyecto Camisea (p. 29/10/2002)
- Ley N° 28176 Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas Natural (p. 24/02/2004)
- Resolución N° 077-2004-OS-CD Procedimiento de cálculo de Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea (01/05/2004)
- Resolución N° 078-2004-OS-CD Procedimiento de Cálculo de las Tarifas de Transporte y Distribución de Gas Natural por Ductos para el Caso de la Red Principal de Camisea (01/05/2004)
- Decreto Supremo N° 016-2004-EM Aprueban Condiciones Generales para la Asignación de Capacidad de Transporte de Gas Natural por Ductos (p. 10/06/2004)
- Decreto Supremo N° 018-2004-EM Aprueban Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos (p. 16/06/2004)
- Ley N° 28451.- Ley que Crea el Fondo de Desarrollo Socioeconómico del Proyecto Camisea - FOCAM (p. 30/12/2004)

- Resolución N° 006-2005-OS-CD Aprobación del Factor de Descuento definitivo y reajuste de las Tarifas Base y Regulada de la Red Principal de Camisea (29/01/2005)
- Decreto Supremo N° 006-2005-EM Reglamento para la Instalación y Operación de Establecimiento de Venta al Público de Gas Natural Vehicular - GNV (p. 04/02/2005)
- Decreto Supremo N° 032-2005-EM Autorizan a Titulares de Ductos Principales a prestar a través de dichos ductos el Servicio de Transporte de Gas Natural, en aquellas zonas reservadas para ser entregadas en concesión de distribución mediante licitación o concurso público (p. 13/08/2005)
- Decreto Supremo N° 063-2005-EM Dictan normas para promover el consumo masivo de gas natural (p. 28/12/2005)
- Ley N° 28849 Ley de Descentralización del Acceso al Consumo del Gas Natural (p. 27/07/2006)
- Decreto Supremo N° 040-2008-EM Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (p. 22/07/2008)
- Decreto Supremo N° 048-2008-EM Establecen la Tarifa Unica de Distribución. (p. 28/09/2008)
- Decreto Supremo N° 057-2008-EM Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL) (11/11/2008)
- Ley N° 29496 Ley de creación de empresas municipales encargadas de la prestación del servicio público de suministro de gas natural por red de ductos en el ámbito de las municipalidades provinciales y distritales. (p. 14/01/2010)
- Resolución N° 082-2010-OS-CD Factor de Descuento Aplicable a las Tarifas de la Red Principal cuando el Ingreso por el Servicio supera el

Ingreso Garantizado, y modifican la Resolución N° 078-2004-OS-CD (15/04/2010)

- Decreto Supremo N° 036-2010-EM Decreto Supremo que crea la Tarifa Única de Transporte de Gas Natural (p. 24/06/2010)
- Ley N° 29690 Ley que promueve el desarrollo de la industria petroquímica basada en el etano y el nodo energético en el sur del Perú. (p. 26/05/2011)
- Ley N° 29706 Ley de facilitación de conexiones domiciliarias del servicio público de distribución de gas natural (p. 10/06/2011)
- Ley N° 29969 Ley que declara de necesidad pública e interés nacional la construcción y operación del Sistema de Transporte de Hidrocarburos (Gas Natural, Líquidos de Gas Natural y Derivados), y la creación de un polo industrial petroquímico, con fines de seguridad energética nacional (22/12/2011)
- Decreto Supremo N° 009-2012-EM Modificación del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM (p. 05/05/2012)
- Ley N° 29875 Ley que facilita el pago y la Reconexión de los Servicios Públicos de Agua, Electricidad, Gas Natural, Telefonía e Internet (p. 03/06/2012)
- Decreto Supremo N° 046-2010-EM Aprueban el Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural y deroga los Decretos Supremos N° 067-2009-EM y N° 018-2010-EM (05/08/2010).
- Decreto Supremo 045-2012-EM Modificación del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM (p.21/11/2012)
- Ley N° 29969 Ley que dicta disposiciones a fin de promover la masificación del gas natural (p. 22/12/2012)

- Decreto Supremo N° 050-2012-EM Establecen mecanismo de emergencia para el suministro de gas natural (p. 31/12/2012)
- Decreto Supremo 046-2013-EM\_Establecen medidas para incentivar el desarrollo del gas natural (31/12/2013)

### ***Normativa del Sector Minero***

- Decreto Legislativo N° 109 Ley General de Minería (12/06/1981).
- Decreto Legislativo N° 708 - Aprueban la Ley de Promoción de Inversiones en el Sector Minero. (06/11/1991)
- Decreto Supremo 014-92-EM Texto Único Ordenado de la Ley General de Minería (04/06/1992)
- Decreto Supremo N° 018-92-EM Aprueban el Reglamento de Procedimientos Mineros (08/09/1992)
- Ley N° 25962 - Ley Orgánica del Sector Energía y Minas (18/12/1992)
- Ley N° 26615 - Ley del Catastro Minero Nacional. (25/05/1996)
- Ley 26821 Ley Orgánica para el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales (26 /06/1997).
- Ley N° 27015 - Ley Especial que Regula el Otorgamiento de Concesiones Mineras en Áreas Urbanas y de Expansión Urbana. (18/12/1998)
- Resolución Ministerial N° 308-2001-EM-VME Aprueban Norma Técnica “Uso de la Electricidad en Minas” (16/07/2001)
- Ley N° 27560 - Ley que modifica la Ley N° 27015, ley que regula las concesiones mineras en áreas urbanas y de expansión urbana. (24.11.2001)
- Ley N° 27651 - Ley de Formalización y Promoción de la Pequeña Minería y Minería Artesanal. (21/01/2002)



- Decreto Supremo N° 042-2003-EM Establecen compromiso previo como requisito para el desarrollo de actividades mineras y normas complementarias (13/12/2003)
- Ley N° 28964 Ley que transfiere competencias de supervisión y fiscalización de las actividades mineras al Osinerg (24/01/2007)
- Decreto Supremo N° 035-2007-EM - Aprueban el Reglamento de Organización y Funciones del INGEMMET. (05/07/2007)
- Decreto Supremo N° 084-2007-EM - Regulan el Sistema de Derechos Mineros y Catastro - SIDEMCAT y modifican normas reglamentarias del procedimiento minero para adecuarlas al proceso de regionalización. (19/12/2007)
- Resolución N° 013-2010-OS-CD Aprueban el Procedimiento para reporte de emergencias en las actividades mineras y modifican la Res. N° 260-2009-OS-CD (14/02/2010)
- Decreto Legislativo N° 1100. - Regula la Interdicción de la minería ilegal en toda la República y establece medidas complementarias.(18/02/2012)
- La Ley 29968 Ley de creación del Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las inversiones sostenibles (SENACE) (20/12/2012)
- Resolución N° 252-2013-OS-CD Instancias competentes para el ejercicio de la función sancionadora en el sector minero. (06/12/2013)
- Decreto Supremo N° 001-2015-EM Aprueban disposiciones para procedimientos mineros que impulsen proyectos de inversión (06/01/2015)
- Ley N° 30428 - Ley que oficializa el Sistema de Cuadrículas Mineras en Coordenadas UTM WGS84 (30/04/2016)
- Decreto Supremo 024-2016-EM Aprueban Reglamento de Seguridad y Salud Ocupacional en Minería (28/07/2016)

- Decreto Supremo N° 030-2016-EM Aprueban disposiciones referidas a la determinación de la capacidad instalada de tratamiento de mineral diario. (01/11/2016)
- Decreto Legislativo N° 1101 - Medidas para el fortalecimiento de la fiscalización ambiental como mecanismo de lucha contra la minería ilegal. (24/04/2017)
- Decreto Legislativo N° 1103 Decreto legislativo que establece medidas de control y fiscalización en la distribución, transporte y comercialización de insumos químicos que puedan ser utilizados en la minería ilegal. (24/04/2017)
- Decreto Legislativo N° 1105. - Establecen disposiciones para el proceso de formalización de las actividades de Pequeña Minería y Minería Artesanal. (24/04/2017)
- Ley N° 28992 - Modifica la Ley N° 27651, Ley de formalización y promoción de la pequeña minería y la minería artesanal. (25/04/2017)
- Decreto Supremo N° 037-2017-EM - Modifican el Reglamento de Procedimientos Mineros, aprobado por Decreto Supremo N° 018-92-EM (31/10/2017)

Los principales Incentivos Tributarios en el Sector Energía y Minas son:

- Decreto Supremo N° 024-93-EM - Aprueban el Reglamento del Título Noveno de la Ley General de Minería, referido a las Garantías y Medidas de Promoción a la Inversión en la actividad minera (07/06/1993)
- Decreto Supremo N° 132-97-EF, Aprueban Reglamento de los Beneficios Tributarios para la Inversión Privada en Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos (27/10/1997)
- Decreto Supremo N° 027-1998-EF. Dictan normas para aplicación de beneficios tributarios a utilidades no distribuidas que se destinen a programas de inversión que garanticen incremento de producción de unidades mineras (25/03/1998)

- Ley N.º 27037 Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía (30/12/1998)
- Decreto Supremo N° 005-99-EF Reglamento para la aplicación de los beneficios tributarios a la venta de petróleo, gas natural y sus derivados (19/01/1999)
- Ley N° 27623. Ley que dispone la devolución del Impuesto General a las Ventas e Impuesto de Promoción Municipal a los titulares de la actividad minera durante la fase de exploración (08/01/2002)
- Ley N° 27624. Ley que dispone la devolución del Impuesto General a las Ventas e Impuesto de Promoción Municipal para la exploración de hidrocarburos (08/01/2002)
- Decreto Supremo N° 082-2002-EF - Aprueban Reglamento de la Ley que dispone la devolución del Impuesto General a las Ventas e Impuesto de Promoción Municipal a los Titulares de la Actividad Minera durante la Fase de Exploración (16/05/2002)
- Ley N° 27909.- Ley Referida a los Alcances del impuesto a la Renta en los Convenios o Contratos que otorgan Estabilidad Tributaria. (08/01/2003)
- Ley N° 28443.- Ley que prórroga exoneración del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) a importación o venta de petróleo diésel para empresas eléctricas (30/12/2005)
- Decreto Legislativo N° 973 - Decreto Legislativo que establece el Régimen Especial de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas (10/03/2007)
- Decreto Supremo N° 084-2007-EF - Aprueban Reglamento del Decreto Legislativo N° 973 que establece el Régimen Especial de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas (29/06/2007)
- Decreto Supremo N° 266-2015-EF Modificación del Decreto Supremo N° 005-99-EF, que aprueba las normas reglamentarias para la aplicación de los

beneficios tributarios a la venta de petróleo, gas natural y sus derivados  
(24/09/2015)

- Decreto Supremo N° 261-2016-EF Modifican el Decreto Supremo N° 005-99-EF, que aprueba las normas reglamentarias para la aplicación de los beneficios tributarios a la venta de petróleo, gas natural y sus derivados.  
(23/09/2016)
- Ley N° 30896 .- Ley que Promueve la Inversión y Desarrollo de la región Amazónica (28/12/2018)
- Decreto Supremo N° 066-2019-EF Establecen medidas reglamentarias para la aplicación de lo dispuesto por la Ley N° 30896, Ley que Promueve la Inversión y Desarrollo de la Región Amazónica. (05/03/2019)

## ANEXO II

### Costos Planta Satélite de regasificación “Tambo”

El tambo o Planta satélite de regasificación (PSR) para consumo residencial comprende un tanque de almacenamiento y un sistema de regasificación para las conexiones residenciales. A diferencia de la planta satélite para el despacho de GNL a los camiones mineros en la mina superficial, que comprende un tanque de almacenamiento y un surtidor de GNL, sin sistema de regasificación.

**Tabla A. 1 Provincias del departamento de Apurímac**

Provincias del departamento de Apurímac							
Ubigeo	Provincia	Capital	Distritos	Superficie km <sup>2</sup>	Población 2015	Altitud msnm	media
0301	Abancay	Abancay	9	3 447.13	106 483	2 392	
0302	Andahuaylas	Andahuaylas	20	3 987.00	169 441	2 901	
0303	Antabamba	Antabamba	7	3 219.01	13 384	3 640	
0304	Aymaraes	Chalhuanca	17	4 213.07	33 072	2 911	
0305	Cotabambas	Tambobamba	6	2 612.73	52 940	3 292	
0306	Chincheros	Chincheros	11	1 242.31	58 973	2 795	
0307	Grao	Chuquibambilla	14	2 174.52	26 575	3 376	

Fuente: Autores de esta tesis

La Unidad Minera Las Bambas se ubica entre los distritos de Challhuahuacho, Tambo bamba y Coyllurqui, provincia de Cotabambas, y el distrito de Progreso, provincia de Grao, el departamento de Apurímac, a una altitud que varía entre los 3.800 y 4.600 m.s.n.m., a aproximadamente 75 km al suroeste de la ciudad de Cusco.

Actualmente, llevamos a cabo actividades mineras de explotación del yacimiento Ferrobamba y, posteriormente, realizaremos actividades de extracción de minerales de los yacimientos Chalcobamba y Sulfobamba. La planta concentradora de Las Bambas tiene una capacidad instalada de 145.000 toneladas por día (t/d), y genera concentrado

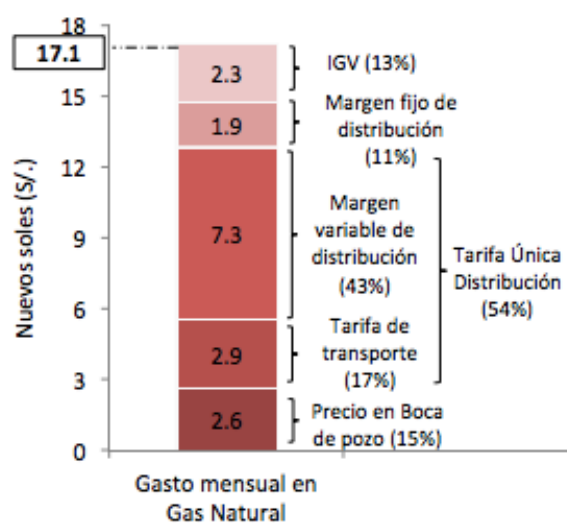
de cobre (Cu) y molibdeno (Mo) como producto. Durante 2017, nuestra producción superó las 450.000 toneladas de cobre en concentrado. En 2018, tuvimos más de 1.900 empleos directos, de los cuales, el 20 % correspondió a personal local. Por otro lado, tuvimos más de 7.000 empleos indirectos, lo que constituye un beneficio para las economías regionales.

**Figura A.1 Viviendas Particulares con ocupantes presentes por número de hogares, según provincia 1993-2007**

Provincia	Total	Número de hogares				
		1	2	3	4	5 y más
<b>1993</b>						
<b>Total</b>	<b>84 776</b>	<b>83 662</b>	<b>954</b>	<b>122</b>	<b>28</b>	<b>10</b>
Abancay	19 348	19 106	218	19	4	1
Andahuaylas	27 851	27 365	407	58	15	6
Antabamba	3 446	3 427	15	4	-	-
Aymaraes	7 788	7 726	52	8	2	-
Colabambas	9 604	9 440	143	15	4	2
Chincheros	10 290	10 197	75	14	3	1
Graú	6 449	6 401	44	4	-	-
<b>2007</b>						
<b>Total</b>	<b>104 787</b>	<b>103 353</b>	<b>1 234</b>	<b>178</b>	<b>20</b>	<b>2</b>
Abancay	25 439	24 997	386	53	3	-
Andahuaylas	35 330	34 684	532	96	16	2
Antabamba	3 789	3 752	35	2	-	-
Aymaraes	8 828	8 802	26	-	-	-
Colabambas	11 224	11 117	97	10	-	-
Chincheros	13 194	13 063	116	14	1	-
Graú	6 983	6 938	42	3	-	-

Fuente: INEI – censos nacionales de Población y Vivienda, 1993-2007

**Figura A. 2 Componentes del gasto mensual en gas natural (tarifas al 1° de noviembre 012)**



Fuente: Calidda, Gart

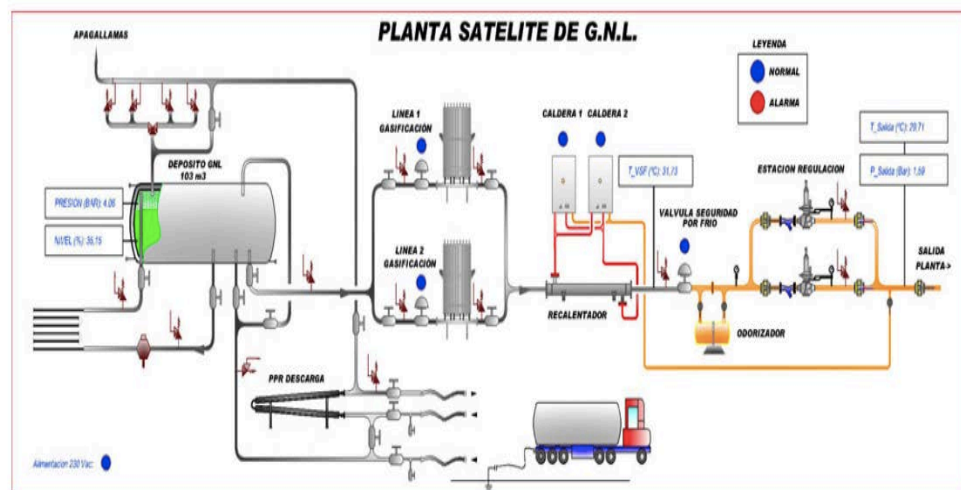
Para los 18,207 hogares de las provincias de Cotabambas y Grau donde la minera Las Bambas realiza sus operaciones, considerando el crecimiento demográfico y un consumo familiar promedio mensual de 21 m<sup>3</sup> de gas natural, se calcula un consumo promedio mensual total de 765m<sup>3</sup> de GNL. Por lo tanto, la capacidad del tanque de almacenamiento necesaria es de 80 m<sup>3</sup> de GNL, considerando una autonomía de 3 días de abastecimiento y llenado máximo o volumen de trabajo de 95%. Según la Norma UNE 60210:2011 la planta satélite está clasificada como de tipo D, que corresponde a las plantas con capacidad geométrica de 60 m<sup>3</sup> a 200 m<sup>3</sup> (Tabla 4).

**Figura A. 3 Capacidad de tanque almacenamiento GNL**

TIPO	CAPACIDAD A PARTIR DE	CAPACIDAD HASTA
A	1M3	5M3
B	5M3	20M3
C	20M3	60M3
D	60M3	200M3
E	200M3	400M3
F	400M3	1500M3

Fuente: Norma UNE 60210:2011

**Figura A. 4 Planta Satélite GNL**



Fuente: Norma UNE 60210:2011

**Figura A. 5 Costo de instalación de planta satélite de GNL**

EQUIPOS DE LA PLANTA SATELITE DE REGASIFICACION, MANO DE OBRA Y OPERACIÓN	CANTIDAD(unidad)	Precio Unitario (US\$/unidad)	Precio Total (US\$/unidad)
Depósito de Almacenamiento	1	USD 1.475.000	USD 1.475.000
Vaporizador atmosférico de PPR	1	USD 20.400	USD 20.400
Vaporizador atmosférico de descarga	1	USD 31.400	USD 31.400
Regasificador de agua caliente	1	USD 9.700	USD 9.700
Bomba de agua caliente para regasificador	1	USD 6.077	USD 6.077
Caldera del vaporizador	1	USD 36.890	USD 36.890
Estación de regulación y medida	1	USD 33.000	USD 33.000
Odorizador por contacto	1	USD 25.000	USD 25.000
Instalación de control	1	USD 11.000	USD 11.000
Instalación eléctrica	1	USD 10.500	USD 10.500
Extintor de PQS de 12 kg	3	USD 44	USD 131
Extintor de PQS de 25 kg	1	USD 139	USD 139
Extintor de PQS de 100 kg	36	USD 403	USD 14.512
Bombas de agua para rociadores	1	USD 10.740	USD 10.740
Depósito de agua contra incendio	1	USD 9.500	USD 9.500
Terreno del emplazamiento	1	USD 82.500	USD 82.500
Obra civil de cubetos	1	USD 14.200	USD 14.200
Instalación, montaje y puesta en marcha	1	USD 245.315	USD 245.315
Estudio de seguridad y salud	1	USD 12.000	USD 12.000
Camión cisterna 50m3	2	USD 280.000	USD 560.000
		Costo Inversión Inicial por unidad de PSR	USD 2.608.003

Fuente: Mg. Francisco Carvajal Ayala – Escuela de Economía y Negocios universidad de Chile

La inversión inicial se realiza por parte de la empresa minera, incluso la supervisión de la operación en la modalidad de obras por impuestos. Pero los costos del gas consumido por uso residencial, los gastos de operación y mantenimiento, los gastos del personal y otros costos operativos y administrativos deben ser asumidos por el gobierno regional usando racionalmente los ingresos por regalías, canon y sobre canon.

Un estudio sobre el uso del gas natural en Costa Rica<sup>6</sup>, consideró un costo de inversión de US\$ 592,000 para una estación satelital con un tanque de almacenamiento de 60 m<sup>3</sup> de GNL, para una capacidad máxima de suministro de 1.27 MMPCD. Además, un costo de operación de US\$ 76,000 anuales, así como los costos del cambio de quemadores en 22 800 US\$ por quemador de 1 MMBTU/hr.

<sup>6</sup> [http://larevistadelgasnatural.osinerg.gob.pe/articulos\\_recientes/files/archivos/59.pdf](http://larevistadelgasnatural.osinerg.gob.pe/articulos_recientes/files/archivos/59.pdf)



## ANEXO III

### *Seguridad en la planta satélite de la mina*

La Resolución de Consejo Directivo del Osinergmin N° 011-2015-OS/CD, engloba el desarrollo de actividades de hidrocarburos (GNL). Este documento, tiene entre otros:

Artículo 2°, establece que las personas naturales o jurídicas, así como los consorcios, asociaciones en participación u otras modalidades contractuales cuando corresponda que deseen desarrollar actividades de hidrocarburos a través de... estaciones de licuefacción de GNL, estaciones de recepción de GNL y consumidores directos de GNL...; deberán cumplir como exigencia previa para operar en el mercado, con la inscripción en el Registro de Hidrocarburos.

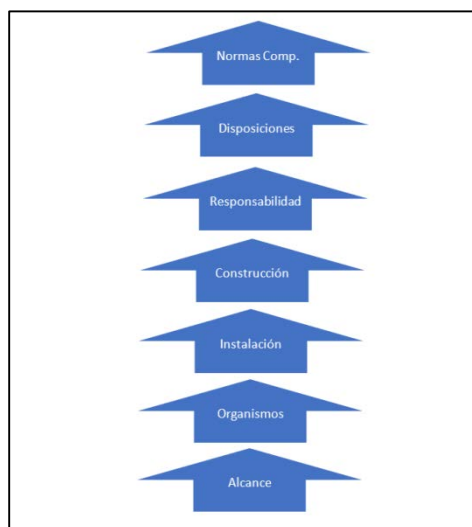
Artículo 3°, establece los requisitos para la obtención de Certificado de Supervisión del Diseño, Certificado de Supervisión del Fin de Construcción, según numerales 9, 10, 11 y 12 del Anexo N° 3.2; e inscripción en el Registro de Hidrocarburos, según Anexo N° 3.4. (Ver ANEXO III).

De otro lado, la comercialización de gas natural licuefactado está reglamentado por el Decreto Supremo N° 057-2008-EM (Ver ANEXO IV). El cual consta de seis títulos, treinta artículos, dos disposiciones transitorias y tres disposiciones complementarias.

El diseño de una planta piloto segura estará en cumplimiento del D.S. N° 052-93-EM, Reglamento de seguridad para el almacenamiento de Hidrocarburos, el cual contempla:

- Alcance.
- Organismos competentes.
- Instalación de almacenamiento hidrocarburos.
- Proyecto, construcción y operación de las instalaciones.
- Otras obligaciones y responsabilidades.
- Disposiciones Transitorias.
- Normas Complementarias.

**Figura A.6 Reglamento de Seguridad para Almacenamiento de Hidrocarburos**



Fuente: MEM -Dirección General de Hidrocarburos

En el artículo 5 del presente reglamento indica que es el Ministerio de Energía Minas (MEM) a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) quien debe velar por el presente reglamento, sancionando las infracciones correspondientes.

#### ***Instalación de almacenamiento de hidrocarburos.***

Los artículos 14 y 15 hacen referencia que la empresa almacenadora controlara y/o disminuirá los riesgos que la nueva instalación represente a las personas o propiedades; asumiendo su responsabilidad frente al Estado o terceros. Para ello debe contar con una póliza de seguros.

Determina además las capacidades totales de los tanques según el tipo de producto:

- Líquidos Clase IA, IB, IC; debe ser del 100% de su capacidad real.
- Líquidos Clase II; debe ser el 50% de su capacidad real.
- Líquidos Clase IIIA y IIIB; debe ser el 25% de su capacidad real (aceites) y el 10% (otros productos).

### ***Sistema de almacenamiento.***

El artículo 19 describe los tipos de recipientes por: geometría (cilindros o esféricos), por volúmenes (grandes o intermedios), temperatura y rango de presiones.

### ***Planeamiento de las Instalaciones.***

Los diseños de instalaciones deben basarse en condiciones de seguridad y eficiencia; considerando: distancia a vías y zonas urbanas, perspectivas de desarrollo y riesgos de propietarios contiguos, vías libres en caso de emergencias, regulaciones locales, cantidad de líquidos en almacenamiento, entre otros factores.

Para el caso de GNL se debe dar cumplimiento al capítulo 2 del NFPA 59A para el diseño y disposición de nuevas instalaciones.

La construcción de instalaciones para hidrocarburos será de material incombustible. Toda locación del área de trabajo obedecerá: para las construcciones al Reglamento Nacional de Construcciones (RNC) y para salud e higiene al Reglamento para la Apertura y Control Sanitario de Plantas Industriales (Ley N° 13270).

### ***Proyecto, construcción y operación de las instalaciones.***

Es importante que los tanques usen los factores de seguridad correspondientes a su diseño. En el caso de tanques para GNL, su diseño se ciñe a la sección 4.17 del NFPA59<sup>a</sup>, pasando por una etapa de comisionamiento (pruebas mecánicas, neumáticas, hidráulicas, etc.) antes de su operación a cada uno de los accesorios (válvulas, tuberías, purgas o alivios) que son parte de la infraestructura. En el caso del GNL los alivios están sujetos a lo indicado en la sección 4.7 del NFPA 59 A.

Los artículos 33 al 38 del presente reglamento mencionan al detalle estas consideraciones.

Se debe poner mucha importancia a la prevención de derrames de los tanques de almacenamiento. En GNL, el diseño y construcción de áreas estancas de seguridad será de acuerdo a la sección 2.2.2 del NFPA 59A.

Los artículos 41 al 46, hacen referencia a las consideraciones de diseño de los tanques y/o recipientes de almacenamiento, teniendo en cuenta: presión interna, soportería, peso y contenido de los tanques, revestimiento y aislamientos del tanque, cargas de viento y sismo, corrosión, dimensiones, protección ignífuga, conexiones, instrumentación, etc. Para los tanques de GNL estos serán construidos según Apéndice Q del API 620.

### ***Tuberías y Bombas***

Deben cumplir las normas ANSI B31.3 y B31.4 para tuberías, válvulas y accesorios para el caso de máximas presiones, esfuerzos y temperaturas de operación. En instalaciones de almacenamiento de GNL, en cumplimiento del capítulo 6.0 del NFPA 59A.

### ***Instalaciones Eléctricas***

Para GNL, las instalaciones eléctricas deben cumplir con el capítulo 7.0 del NFPA 59A. En relación a conexiones a tierra y estática deben cumplir con la norma NFPA 77.

### ***Operación***

Para la puesta en servicio, se debe generar:

- Procedimientos escritos de cada actividad.
- Listas de verificación de instrumentación y control.
- Delimitar el área de prueba y mantener accesos libres.
- Mantener una adecuada iluminación.
- Protección de cables o tuberías expuestas.

En el caso de GNL, adicionalmente se tomará en cuenta el capítulo 11 del NFPA 59A. Mantenimiento, Ampliaciones o Modificaciones.

Todo cambio y/o mantenimiento, debe contar:

- Definición de responsabilidades.
- Ordenes de Trabajo.
- Procedimientos de actividades rutinarias y no rutinarias.
- Ejecución de bloqueo de fuentes de energía en general.
- Verificación de energía cero (electricidad, gases, hidráulica, mecánica, etc.)
- Evaluación de riesgos de las actividades a ejecutar.
- Personal competente por actividad.
- Herramientas e instrumentos específicos (según requerimiento de actividad).
- Uso de dispositivos de protección personal de acuerdo con la actividad.

Adicionalmente para el caso de GNL se realizará de acuerdo con el capítulo 11 del NFPA 59A.

### ***Plan de respuesta ante emergencias***

Se considerarán para los casos de incendios cualquier elemento especificado en el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos (D.S. N° 043-2007-EM).

Se implementará brigadas de respuesta a emergencias con funciones y procedimientos definidos para actuar en caso de incendios. Además, se instalará sistemas de alarmas y comunicación para activar los protocolos de ante la magnitud de los eventos. Las brigadas deben contar con personal que labora en las instalaciones, los cuales deben estar debidamente entrenados y capacitados para operar los equipos de mitigación de incendios. Los equipos e instalaciones contraincendios deben ser inspeccionados de manera periódica; a fin de garantizar la funcionalidad y operatividad de estos.

Es establecerá programas mensuales de simulacros para caso de incendios en donde deben participar todas las áreas involucradas en cumplimiento a los procedimientos

establecidos para estos casos. Es necesario contar con un mapa de riesgos por incendio de las instalaciones.

#### ***Medidas de Seguridad Adicionales.***

- Áreas identificadas de prohibición de fumar.
- Definir ubicación de válvulas contraincendios.
- Difusión de números telefónicos para notificar emergencias.
- Zonas restringidas para personal y/o equipos livianos y pesados.
- Restringir trabajos en caliente.

Asimismo, se debe contar con un reglamento interno de trabajo el cual debe ser difundido y estar disponible a todo el personal, incluyendo a personal nuevo en las instalaciones.

#### ***Responsabilidad técnica de las instalaciones***

Obligatoriamente será responsable de cualquier construcción, modificación, ampliación y/o mantenimiento de las instalaciones, un ingeniero. La delegación de la responsabilidad debe ser hecha de manera escrita y formal.

#### ***Responsabilidades***

Las empresas que almacenan deberán contar con una póliza de seguro vigente contractual que cubra daños a terceros por actividad de almacenamiento. Los montos mínimos serán: 2,000 UIT (áreas rurales) y 5,000 UIT (áreas urbanas).

#### ***Disposiciones Transitorias.***

Cada 6 meses, todas las instalaciones de hidrocarburos serán sometidas a auditorías técnicas integrales, las cuales las ejecutará la DGH.

Estas auditorías podrán ser realizadas por empresas auditoras autorizadas por la DGH, en conformidad con D.L. 25763 y su reglamento según D.S. N° 012-93- EM. Las acciones correctivas o de reparación que desprendan de la auditoría tendrán un

plazo establecido, fuera de esta, de acuerdo con la gravedad se originará sanciones a la empresa de almacenamiento que pueden ir hasta cierre temporal o definitivo.

### *Aspectos ambientales en la planta satélite de la mina*

El gas natural es menos contaminante que los combustibles sólidos y líquidos, ya que su combustión produce menos dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

#### Principales Impactos Ambientales durante la Fase de Construcción.

- Emisiones de gases y partículas en suspensión por el uso de vehículos y maquinarias.
- Polvo producto de las actividades de construcción (movimiento de tierras)
- Aguas sanitarias, residuales y residuos de basura
- Escurrimiento de aguas pluviales no contaminadas
- Ruido y vibraciones como consecuencia de la maquinaria pesada.
- Generación de residuos sólidos (chatarra, material embalaje Residuos aislantes, Residuos domésticos).
- Generación de residuos peligrosos (aceites, combustibles, pinturas, baterías, lubricantes, trapos impregnados).

#### Controles Para Mitigar Los Impactos Ambientales Durante La Fase De Construcción

- Inspección y mantenimiento de las maquinarias del proyecto para minimizar la combustión incompleta del combustible y los gases de escape.
- Control del polvo durante las etapas activas del proyecto, incluyendo rociado de las vías de tránsito, puntos de carguío de material.

- Se recogerá la basura (y otros residuos) y serán transportados al relleno sanitario de la unidad minera.
- Uso obligatorio de protección auditiva, identificación y señalización de áreas con altos niveles de ruido con letreros de alerta de protección auditiva.
- Realizar Pruebas periódicas de en el sitio del proyecto para garantizar niveles de ruido permitido.
- Se elaborar un plan de prevención de derrames y respuesta a emergencias para mitigar los impactos generados por los materiales peligrosos.

#### Principales Impactos Ambientales durante la etapa de operación

- Emisiones de gases a la atmósfera, como consecuencia del quemado del boil-off en la antorcha, alivio de presión del tanque de almacenamiento, producto de las operaciones iniciales de enfriamiento durante el arranque.
- Vertidos de combustibles y aceites por tráfico de cisternas durante la operación de descarga del GNL.
- Escurrimiento de aguas pluviales
- Escurrimiento de agua contraincendios utilizada durante las emergencias
- Aguas sanitarias residuales
- Vertido de aguas de refrigeración por emisario (impacto térmico). Este es el principal impacto que puede afectar al medio ambiente (fauna y flora) durante la operación. La temperatura del agua utilizada en la refrigeración no deberá presentar un salto. El control en continuo de este parámetro resulta indispensable.
- Derrames de GNL durante el transporte y distribución en los camiones cisternas.

Controles para mitigar los impactos ambientales durante la fase de operación y mantenimiento.



- Disponer de un sistema de venteo combinado de alta y baja presión diseñado para captar y eliminar todos los vapores de hidrocarburos
- Inspección de aguas pluviales contenidas en el área de contención del tanque para detectar posibles contaminaciones con derivados de hidrocarburos. De existir se debe aspirar y trasladar a instalaciones autorizadas por la unidad minera.
- Un control sobre los camiones mineros del proyecto en la fase de explotación se dispondrán dispositivos anti-fuga en los tanques y en los sistemas de recuperación de vapores de GNL, además se van a implementar el uso de detectores de gases en las zonas de almacenamiento y despacho.
- Sobre los Ruidos y Vibraciones en la etapa explotación se realizarán apantallamientos acústicos en equipos de bombeo o incluso algunos equipos se albergarán dentro de los tanques además se realizará pruebas periódicas en la planta para garantizar los niveles de ruido.
- Sobre la Hidrología y los Suelos durante la explotación se dispondrán canaletas de recogida y conducción de los posibles derrames accidentales que se realicen en el trasiego del GNL o en operaciones de mantenimiento, se sabe que los derrames accidentales de GNL se disipan rápidamente en el aire y no contaminan el suelo ni el agua. Pero como medidas de prevención, mitigación o corrección se van a implementar el uso de bandejas y kits antiderrames (depósitos y paños absorbentes), y diques de contención con geomembranas para los puntos de almacenamiento y abastecimiento (plantas satélites remotas).
- Sobre el Paisaje. Los emplazamientos seleccionados para las plantas son zonas dentro de la unidad minera cuyo valor paisajístico no es elevado, pero la visibilidad de los depósitos desde larga distancia hace necesaria la actuación sobre su superficie (por ejemplo, pintado del depósito).

## ANEXO IV

### *Ventajas competitivas para el sector minero*

**Tabla A. 2 Inventario de camiones mineros en operación en tajo abierto por unidad minera**

EMPRESA	UNIDAD MINERA	CAMIONES MINEROS
SHOUGANG HIERRO PERÚ S.A.A.	CPS-1 MARCONA	26
SOUTHERN PERÚ COP. CORP., SUC.DEL PERÚ	CUAJONE	45
MINERA YANACOCHA S.R.L.	ACM CHAUPILOMA SUR	64
COMPAÑÍA MINERA ANTAMINA S.A.	ANTAMINA	122
COMPAÑÍA MINERA ANTAPACCAY S.A.	ANTAPACCAY	63
HUDBAY PERÚ S.A.C.	CONSTANCIA	22
LA ARENA S.A.	ACM ARENA	34
MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A.	ACM ALTO CHICAMA	23
MINERA CHINALCO PERÚ S.A.	TOROMOCHO	35
COMPAÑÍA MINERA LAS BAMBAS S.A.	FERROBAMBA	51
SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	CERRO VERDE 1 2 3	113
SOUTHERN PERÚ COP. CORP., SUC.DEL PERÚ	TOQUEPALA	87
		685

Fuente: Autores de esta tesis

**Tabla A. 3 Consumo de Diésel ( Litros/hora) por modelo de camión minero**

CANTIDAD	CAMION	Capacidad de carga (toneladas)	Capacidad Tanque combustible (galones)	Consumo de Diesel (litros/hora)
225	CAT 793	240	750	145.2-193.6
205	KOMATSU 930	320	1400	117.6-164.4
105	CAT 797	363	1000	219.4-292.5
48	CAT 777	90	300	46.0-57.0
43	CAT 785	150	500	81.4-108.5
19	KOMATSU 730	190	831	91.5-127.8
19	KOMATSU 830	220	1200	115.6-162.2
8	KOMATSU 785	90	345	65.4-83.5
6	KOMATSU 980	363	1400	160.3-223.8
4	CAT 794	290	1300	192.2-252.9
3	HITACHI EH4000	220	700	115.6-162.2

Fuente: Autores de esta tesis

**Tabla A. 4 Ahorro al sustituir diésel por GNL en camiones mineros por unidad minera en (\$/año)**

EMPRESA - UNIDAD MINERA	CANTIDAD	TIPO CAMION	Consumo Diesel al 75% (galon/día)	GNL equivalente (MMBtu/día)	Ahorro Anual (\$/año)
SHOUGANG HIERRO PERÚ S.A.A. - CPS-1 MARCONA	26	CAT 785	11740.18494	1612.878	11,713,941.99
SOUTHERN PERÚ COP. CORP., SUC.DEL PERÚ - CUAJONE	4	CAT 793	3222.404227	442.697	41,412,796.80
	18	CAT 797	21909.59049	3009.961	
	2	KOMATSU 830	1321.109643	181.495	
	17	KOMATSU 930	11399.2074	1566.035	
	4	KOMATSU 980	3653.26288	501.889	
MINERA YANACOCCHA S.R.L. - ACM CHAUILOMA SUR	2	CAT 777	489.8282695	67.293	48,204,766.89
	6	CAT 785	2709.273448	372.203	
	56	CAT 793	45113.65918	6197.760	
COMPAÑÍA MINERA ANTAMINA S.A. - ANTAMINA	3	CAT 777	734.7424042	100.940	84,202,587.96
	25	CAT 793	20140.02642	2766.857	
	92	KOMATSU 930	61689.82827	8475.010	
	2	KOMATSU 980	1826.63144	250.944	
COMPAÑÍA MINERA ANTAPACCAY S.A. - ANTAPACCAY	32	CAT 797	38950.38309	5351.043	56,414,538.20
	11	CAT 793	8861.611625	1217.417	
	9	KOMATSU 930	6034.874505	829.077	
	11	CAT 777	2694.055482	370.112	
HUBBAY PERÚ S.A.C. - CONSTANCIA	19	CAT 793	15306.42008	2102.811	17,249,440.31
	3	HITACHI EH4000	1981.664465	272.243	
LA ARENA S.A. - ACM ARENA	26	CAT 777	6367.767503	874.810	9,179,646.03
	8	KOMATSU 785	2832.443857	389.124	
MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A. - ACM ALTO CHICAMA	4	CAT 785	1806.182299	248.135	11,687,607.32
	19	KOMATSU 730	9907.608983	1361.117	
MINERA CHINALCO PERÚ S.A. - TOROMOCHO	29	CAT 797	35298.78468	4849.382	36,686,081.00
	6	CAT 777	1469.484808	201.879	
COMPAÑÍA MINERA LAS BAMBAS S.A. - FERROBAMBA	45	KOMATSU 930	30174.37252	4145.385	37,393,795.36
	6	CAT 797	7303.19683	1003.320	
SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A. - CERRO VERDE 1 2 3	13	KOMATSU 930	8717.040951	1197.556	86,604,736.11
	93	CAT 793	74920.89828	10292.708	
	7	CAT 785	3160.819022	434.236	
SOUTHERN PERÚ COP. CORP., SUC.DEL PERÚ - TOQUEPALA	17	KOMATSU 830	11229.43197	1542.711	72,784,732.98
	29	KOMATSU 930	19445.70674	2671.471	
	17	CAT 793	13695.21797	1881.463	
	4	CAT 794	4233.44782	581.595	
	20	CAT 797	24343.98943	3344.402	
	685				513,534,670.97

Fuente: Autores de esta tesis

**Tabla A. 5 Ahorro al sustituir diésel por GNL en camiones mineros por modelo de camión en (\$/año)**

CANTIDAD	CAMION	Consumo Diesel al 75% (galon/dia)	GNL equivalente (MMBtu/dia)	Ahorro Anual (\$/año)	Ahorro Anual (\$/camión)
225	CAT 793	181260.2378	24901.713	180,855,064.93	803,800.29
205	KOMATSU 930	137461.0304	18884.534	137,153,762.35	669,042.74
105	CAT 797	127805.9445	17558.108	127,520,258.59	1,214,478.65
48	CAT 777	11755.87847	1615.034	11,729,600.43	244,366.68
43	CAT 785	19416.45971	2667.453	19,373,057.90	450,536.23
19	KOMATSU 730	9907.608983	1361.117	9,885,462.40	520,287.49
19	KOMATSU 830	12550.54161	1724.206	12,522,487.26	659,078.28
8	KOMATSU 785	2832.443857	389.124	2,826,112.47	353,264.06
6	KOMATSU 980	5479.89432	752.833	5,467,645.06	911,274.18
4	CAT 794	4233.44782	581.595	4,223,984.75	1,055,996.19
3	HITACHI EH4000	1981.664465	272.243	1,977,234.83	659,078.28
				513,534,670.97	

Fuente: Autores de esta tesis

Datos que se consideraron:

Caterpillar Performance Handbook

Komatsu Specifications & application Handbook

1 gallon = 3.785 liter

1 galón Diésel Fuel = 137,381 Btu

Precio Diésel: 4.15 \$/galón promedio en el periodo de evaluación

Precio GNL: 10.31 \$/MMBtu para el caso base.

## ANEXO V

### *Impacto positivo en la Balanza Comercial*

**Tabla A. 6 Diésel a sustituir por unidad minera (Bl/ Año)**

EMPRESA - UNIDAD MINERA	CANTIDAD	TIPO CAMION	Diesel a sustituir (Bl/año)
SHOUGANG HIERRO PERÚ S.A.A. - CPS-1 MARCONA	26	CAT 785	102,027.80
SOUTHERN PERÚ COP. CORP., SUC.DEL PERÚ - CUAJONE	4	CAT 793	28,004.23
	18	CAT 797	190,404.77
	2	KOMATSU 830	11,481.07
	17	KOMATSU 930	99,064.54
	4	KOMATSU 980	31,748.59
MINERA YANACOCHA S.R.L. - ACM CHAUPILOMA SUR	2	CAT 777	4,256.84
	6	CAT 785	23,544.88
	56	CAT 793	392,059.18
COMPAÑÍA MINERA ANTAMINA S.A. - ANTAMINA	3	CAT 777	6,385.26
	25	CAT 793	175,026.42
	92	KOMATSU 930	536,113.98
	2	KOMATSU 980	15,874.30
COMPAÑÍA MINERA ANTAPACCAY S.A. - ANTAPACCAY	32	CAT 797	338,497.38
	11	CAT 793	77,011.62
	9	KOMATSU 930	52,445.93
	11	CAT 777	23,412.63
HUBBAY PERÚ S.A.C. - CONSTANCIA	19	CAT 793	133,020.08
	3	HITACHI EH4000	17,221.61
LA ARENA S.A. - ACM ARENA	26	CAT 777	55,338.93
	8	KOMATSU 785	24,615.29
MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A. - ACM ALTO CHICAMA	4	CAT 785	15,696.58
	19	KOMATSU 730	86,101.84
MINERA CHINALCO PERÚ S.A. - TOROMOCHO	29	CAT 797	306,763.25
	6	CAT 777	12,770.52
COMPAÑÍA MINERA LAS BAMBAS S.A. - FERROBAMBA	45	KOMATSU 930	262,229.67
	6	CAT 797	63,468.26
	13	KOMATSU 930	75,755.24
SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A. - CERRO VERDE 1 2 3	93	CAT 793	651,098.28
	7	CAT 785	27,469.02
	17	KOMATSU 830	97,589.11
SOUTHERN PERÚ COP. CORP., SUC.DEL PERÚ - TOQUEPALA	29	KOMATSU 930	168,992.45
	17	CAT 793	119,017.97
	4	CAT 794	36,790.68
	20	CAT 797	211,560.86

Fuente: Autores de esta tesis

**Tabla A. 7 Impacto en Balanza Comercial**

BALANZA COMERCIAL  
(millones de US\$)

		2018	
		Sin	Con
		Proyecto	Proyecto
1	EXPORTACIONES	48942	48942
	Productos tradicionales	35540	35540
	Productos no tradicionales	13214	13214
	Otros	188	188
2	IMPORTACIONES	41893	41507
	Bienes de consumo	9584	9584
	Insumos	20544	20158
	<i>diesel (millones US\$)</i>	<i>1667</i>	<i>1281</i>
	<i>volumen (miles bls.)</i>	<i>19336</i>	<i>14863</i>
	<i>precio (US\$/bl)</i>	<i>86</i>	<i>86</i>
	Bienes de capital	11642	11642
	Otros bienes	123	123
	BALANZA		
3	COMERCIAL	7049	7435

Fuente: Autores de esta tesis

## ANEXO VI

### *Sostenibilidad*

**Tabla A. 8 Reducción en las emisiones de CO2 (TM/año)**

CANTIDAD	TIPO CAMION	Diesel a sustituir (TM/año)	GNL a consumir (TM/año)	CO2 producido por Diesel (TM/año)	CO2 producido por GNL (TM/año)	Reduccion en las emisiones CO2 (TM/año)
26	CAT 785	14,110.84	11,429.14	43,826.62	31,430.15	12,396.47
4	CAT 793	3,873.09	3,137.03	12,029.37	8,626.83	3,402.54
18	CAT 797	26,333.72	21,329.12	81,789.45	58,655.09	23,134.35
2	KOMATSU 830	1,587.88	1,286.11	4,931.76	3,536.80	1,394.96
17	KOMATSU 930	13,701.01	11,097.20	42,553.73	30,517.30	12,036.43
4	KOMATSU 980	4,390.95	3,556.47	13,637.79	9,780.30	3,857.48
2	CAT 777	588.74	476.85	1,828.55	1,311.34	517.21
6	CAT 785	3,256.35	2,637.49	10,113.83	7,253.11	2,860.72
56	CAT 793	54,223.31	43,918.43	168,411.23	120,775.69	47,635.54
3	CAT 777	883.11	715.28	2,742.83	1,967.01	775.82
25	CAT 793	24,206.84	19,606.44	75,183.59	53,917.72	21,265.87
92	KOMATSU 930	74,146.65	60,055.44	230,290.79	165,152.45	65,138.33
2	KOMATSU 980	2,195.48	1,778.24	6,818.89	4,890.15	1,928.74
32	CAT 797	46,815.51	37,918.44	145,403.46	104,275.72	41,127.74
11	CAT 793	10,651.01	8,626.83	33,080.78	23,723.80	9,356.98
9	KOMATSU 930	7,253.48	5,874.99	22,528.45	16,156.22	6,372.23
11	CAT 777	3,238.06	2,622.68	10,057.03	7,212.37	2,844.66
19	CAT 793	18,397.20	14,900.90	57,139.53	40,977.47	16,162.06
3	HITACHI EH4000	2,381.82	1,929.16	7,397.64	5,305.20	2,092.44
26	CAT 777	7,653.59	6,199.06	23,771.15	17,047.42	6,723.73
8	KOMATSU 785	3,404.39	2,757.40	10,573.63	7,582.86	2,990.78
4	CAT 785	2,170.90	1,758.33	6,742.56	4,835.41	1,907.15
19	KOMATSU 730	11,908.22	9,645.12	36,985.53	26,524.08	10,461.45
29	CAT 797	42,426.55	34,363.59	131,771.88	94,499.87	37,272.01
6	CAT 777	1,766.21	1,430.55	5,485.65	3,934.02	1,551.63
45	KOMATSU 930	36,267.39	29,374.94	112,642.23	80,781.09	31,861.14
6	CAT 797	8,777.91	7,109.71	27,263.15	19,551.70	7,711.45
13	KOMATSU 930	10,477.24	8,486.09	32,541.09	23,336.76	9,204.33
93	CAT 793	90,049.43	72,935.97	279,682.94	200,573.91	79,109.03
7	CAT 785	3,799.07	3,077.08	11,799.47	8,461.96	3,337.51
17	KOMATSU 830	13,496.95	10,931.92	41,919.95	30,062.79	11,857.16
29	KOMATSU 930	23,372.32	18,930.52	72,591.66	52,058.93	20,532.74
17	CAT 793	16,460.65	13,332.38	51,124.84	36,664.05	14,460.79
4	CAT 794	5,088.29	4,121.29	15,803.64	11,333.54	4,470.10
20	CAT 797	29,259.69	23,699.03	90,877.16	65,172.33	25,704.84
685		618,613.85	501,049.25	1,921,341.85	1,377,885.44	543,456.41

Fuente: Autores de esta tesis





## ANEXO VIII

### *Componentes del kit de conversión GFS CORP con tecnología Dual – Fuel aplicado en camiones mineros*

#### ***EVO-MT® Conector rápido de combustible (GNL)***

La boquilla de combustible de GNL de conexión rápida ofrece una velocidad de flujo de 50 galones por minuto para permitir un reabastecimiento de combustible rápido. Estas presentan sistema de seguridad de cierre independiente en el receptáculo y la boquilla evitando posibles fugas durante el abastecimiento y/o separación forzada del sistema.

**Figura A.7 EVO-MT® Conector Rápido de Combustible (GNL)**



Fuente: Extraído de <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/syscomp/>

#### ***GFS EVO-MT® Sistema de mezcla aire/gas con cuerpo de acelerador integrado***

El sistema fue diseñado utilizando dinámica de fluidos computacional para garantizar una mezcla óptima de gas natural y aire de admisión del motor con la finalidad de proporcionar una distribución uniforme de gas a los cilindros individuales asegurando un flujo de aire óptimo para que la eficiencia operativa del motor no se vea afectado por la nueva instalación.

El diseño del mezclador aire/gas es asistido por computadora con tolerancias aeroespaciales utilizando procesos de mecanizado CNC y es ensamblado utilizando técnicas de soldadura de última generación. El flujo de gas se controla mediante los

comandos de la ECU (unidad de control electrónico) a los cuerpos del acelerador integrados montados en cada mezclador de aire / gas. Se instala un mezclador de aire / gas justo aguas arriba de cada entrada de turbocompresor. El mezclador también tiene incorporado un sensor de flujo de masa de aire.

**Figura A.8 GFS EVO-MT® de Mezcla Aire/Gas Integrado**



Fuente: Extraído de <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/syscomp/>

### ***EVO-MT® Modulo y sensor de detonación cero***

El sistema incorpora un sistema Zero Knock que incluye sensores de detonación montados en cada cilindro. El sistema "escucha" a cada cilindro en el momento preciso durante la combustión para una frecuencia discreta que indica el inicio de pre encendido o detonación. El ZKM se comunica continuamente con la ECU EVO-MT® para evitar la sobrecarga de combustible que podría provocar daños en el motor.

**Figura A.9 EVO-MT® Modulo y Sensor de Detonación Cero**



Fuente: Extraído de <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/syscomp/>

### ***EVO-MT® Sistema de Almacenamiento de GNL Abordo***

El sistema de almacenamiento de GNL seguro abordo integrado (FSM). los módulos de almacenamiento son diseñados con diseño asistido por computadora (CAD) y análisis de elementos finitos (FEA) para garantizar buen funcionamiento y puedan soportar el duro entorno minero. Los FSM son ensamblajes prefabricados que minimizan significativamente el tiempo de inactividad requerido para la instalación del camión. Los FSM se envían al sitio de la mina completamente ensamblados y probados. Para su instalación es necesario contar con camión grúa, o sistemas de elevación.

Los FSM están diseñados para configuraciones específicas para camiones de acarreo con capacidad de almacenamiento de GNL durante 12 horas de trabajo permanente.

**Figura A.10 EVO-MT® Sistema de Almacenamiento de GNL**



Fuente: Extraído de <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/syscomp/>

### ***EVO-MT® Sistema de Almacenamiento de GNL Para Camiones de transmisión mecánica FSM's***

Actualmente, GFS ofrece soluciones para Caterpillar 777 y 793. El diseño FSM para estos dos camiones de accionamiento mecánico coloca el FSM en la plataforma superior del camión. Una estructura de soporte que se extiende hasta el bastidor del camión. La parte trasera del FSM se monta en un punto de pivote en el collar del caballo del camión, lo que permite que todo el FSM se incline hacia atrás para tener acceso completo al compartimento del motor facilitando el mantenimiento del mismo. Las desconexiones rápidas permiten la eliminación completa del FSM en poco más de una hora para acomodar el trabajo del motor principal o los cambios de motor. El módulo

de almacenamiento de combustible incluye múltiples tanques criogénicos de doble pared, aislados al vacío, vaporizador de GNL, controles de seguridad criogénicos, reguladores y sensores de gas de alta y baja presión.

**Figura A.11 EVO-MT® Sistema de Almacenamiento de GNL Para Camiones de transmisión mecánica FSM's**



Fuente: Extraído de <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/syscomp/>

### ***EVO-MT® Sistema de Almacenamiento de GNL Para Camiones de Transmisión Eléctrica FSM's***

GFS ofrece sistemas EVO-MT® para camiones Komatsu 830DC, 830AC y 930E. El FSM estándar para estos camiones de accionamiento eléctrico es un tanque combinado Hidráulico / GNL que se monta en la misma ubicación que el tanque hidráulico OEM, requiriendo solo una ligera modificación en la parte inferior. El montaje modificado conserva la capacidad de reinstalar el tanque OEM en cualquier momento. El FSM incluye un tanque criogénico aislado de vacío, de pared doble, vaporizador de GNL y controles de seguridad criogénicos. Aproximadamente 300 galones de GNL utilizable junto con 246 galones de fluido hidráulico se transportan en este FSM. Para los ciclos de trabajo que requieren capacidad de GNL adicional, GFS ofrece un tanque combinado de diésel / GNL opcional. Este FSM es un reemplazo directo para el tanque de diésel OEM y proporciona 300 galones adicionales de GNL y 650 galones de diésel utilizables.

**Figura A.12 EVO-MT® Sistema de Almacenamiento de GNL Para Camiones de Transmisión Eléctrica FSM's**



Fuente: Extraído de <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/syscomp/>

### ***EVO-MT® Unidad de Control Electrónico (ECU)***

El Sistema EVO-MT® incluye una poderosa Unidad de Control Electrónico (ECU) que monitorea datos críticos del motor, chasis y el sistema, utiliza la información con Dynamic Setpoint Protection® para controlar el combustible operativo del motor. La ECU también proporciona una sofisticada funcionalidad de protección y monitoreo del motor con lógica de pre alarma, alarma y apagado del sistema que permite que el motor cambie del modo NG + D® al funcionamiento solo diésel sin problemas y de manera automáticamente. Estos sistemas de protección y algoritmos de control aseguran la confiabilidad continua del motor y el tiempo de actividad cuando se opera con GNL.

La ECU controla los parámetros críticos del motor, incluida la temperatura de los gases de escape, la temperatura del aire del múltiple, la presión del aire del múltiple, el golpe del motor, la temperatura del refrigerante del motor y la velocidad del motor. Cada canal de datos de la ECU se muestrea 50 veces por segundo (50 Hz) asegurando una rápida detección y corrección de anomalías.

**Figura A.13 EVO-MT® Unidad de Control Electrónico (ECU)**



Fuente: Extraído de <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/syscomp/>

***EVO-MT® Medidor de Flujo de Combustible Diésel.***

El medidor de flujo de combustible diésel se instala en la cabina del conductor para proporcionar monitoreo en tiempo real del flujo de combustible diésel.

**Figura A.14 EVO-MT® Medidor de Flujo de Combustible Diésel.**



Fuente: Extraído de <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/syscomp/>

***EVO-MT® Medidor de Flujo de Combustible GNL.***

El medidor de flujo de gas se instala en la cabina del camión para permitir el monitoreo en tiempo real de la tasa de flujo de combustible de GNL real.

**Figura A.15 EVO-MT® Medidor de Flujo de Combustible GNL**



Fuente: Extraído de <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/syscomp/>

### ***EVO-MT® Detector de Gas Metano.***

El detector de gas está montado en la cabina del conductor para monitorear continuamente los niveles de combustible de gas metano para proporcionar una señal inmediata para que la ECU cierre el suministro de GNL al sistema.

**Figura A.16 EVO-MT® Detector de Gas Metano**



Fuente: Extraído de <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/syscomp/>

### ***EVO-MT® Parada de Emergencia.***

Se instalan dos paradas de emergencia en el vehículo. Uno se instala en la cabina al alcance del operador y el otro en el exterior del camión, accesible para el personal de tierra si se requiere un apagado manual inmediato del sistema. En el panel E-Stop también se instalan luces de anuncio que muestran el estado del sistema EVO-MT®.

**Figura A.17 EVO-MT® Parada de Emergencia**



Fuente: Extraído de <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/syscomp/>

### ***EVO-MT® Interfaz de Usuario***

El sistema EVO-MT® permite un acceso rápido y simple a los datos del sistema en tiempo real y registrados utilizando un programa de interfaz gráfica de usuario (GUI) patentado. El programa GUI es compatible con PC y el personal técnico puede acceder a los datos del sistema utilizando una conveniente interfaz USB ubicada en la cabina

del operador. Además de acceder a los datos del sistema, el programa GUI se utiliza durante la configuración y la puesta en marcha del camión de acarreo para la creación o carga de algoritmos de mapeo de combustible, así como para la programación de varios puntos de control del sistema, pre alarma y alarma.

**Figura A.18 EVO-MT® Interfaz de Usuario**



Fuente: Extraído de <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/syscomp/>

### ***Diseño Seguro***

La seguridad del operador ha estado a la vanguardia del diseño del sistema EVO-MT® desde el primer día. GFS se ha basado en el impresionante historial de seguridad del GNL como combustible para vehículos y ha agregado tecnologías nuevas y únicas para permitir su uso en entornos mineros difíciles. Mediante una combinación de tecnologías de seguridad activa y pasiva, el sistema EVO-MT® garantiza que los activos más valiosos de nuestros clientes estén protegidos.

**Tabla A. 10 Características de Seguridad Activa y Pasiva**

Capacidad de detección de llamas	Capacidad para vincularse a los sistemas existentes
Detección de vuelco	Los sensores de estado sólido detectan la operación de GNL por vuelco y apagado en caso de accidente
Paradas electrónicas	Las paradas electrónicas remotas y operadas por el conductor permiten que el suministro de GNL se cierre en los tanques



Tanques de GNL	Diseñado, construido y probado según ASME sección VIII, Dev.1 o SAE J2343, NFPA 52 y otras normas aplicables
Sistema de almacenamiento de combustible diseñado	Estructura de montaje diseñada mediante CAD y análisis de elementos finitos (FEA)
Suministro de gas a baja presión	Se suministran a menos de 2 Psi al compartimento del motor. Mezcla aire-gas inflamable fuera de la cámara de combustión.
Detección de gas	Cabina del operador monitoreado de manera permanente ante posibles fugas de gas
Protección contra sobre velocidad de camiones	Modo NG + D® deshabilitado por encima de la velocidad designada por el cliente

Fuente: Extraído de <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/syscomp/>  
Elaboración: Autores de Tesis

## ANEXO IX

### *Sistema Inyección Directa a Alta Presión (HPDI).*

HPDI (High Pressure Direct Injection) es un sistema que permite inyectar a alta presión el gas directamente a la cámara de combustión. El GNL es almacenado en un tanque acondicionado que permite mantener la temperatura del GNL a  $-162^{\circ}\text{C}$ , ya que a esta temperatura se mantiene el estado líquido. Este tanque tiene integrada una bomba criogénica de alta presión que envía el gas natural a alta presión y temperatura a un módulo de acondicionamiento de gas, en el cual se acondiciona el gas a una presión necesaria para un uso eficiente del combustible. Tanto el tanque como la bomba criogénica cuentan con sensores que se fijan de la temperatura del tanque y sistemas de control que controlan la cantidad de GNL que se bombea. Luego de que el gas sale del módulo de acondicionamiento pasan al inyector el cual inyecta a alta presión el diésel, el cual funciona como fuente de ignición, y el gas natural como combustible principal.

Históricamente, el sector de carga pesada ha sido difícil de descarbonizar dado el desafío de reemplazar el diésel sin comprometer el rendimiento y la economía del vehículo. Ahora existe una solución con Westport™ High Pressure Direct Injection 2.0 ("Westport™ HPDI 2.0"), un sistema integrado totalmente OEM que permite que los camiones pesados operen con gas natural con menores costos de combustible, emisiones de CO<sub>2</sub> reducidas y desempeño similar al diésel. Westport™ HPDI 2.0 presenta la única tecnología de gas natural que retiene el rendimiento y la eficiencia de un motor diésel, fundamental para motores de servicio pesado en aplicaciones comerciales exigentes, al tiempo que reduce significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero ("GEI"). Desarrollado y validado según rigurosos estándares OEM, Westport™ HPDI 2.0 se puede integrar en la oferta de cualquier fabricante de motores y camiones.

El sistema HDPI 2.0 utiliza el 90-95% de gas natural y el 5-10% de diésel, ya que el combustible principal es el GNL mientras que el diésel se utiliza como combustible piloto. HPDI 2.0 ofrece la misma potencia (> 400 HP), torque y capacidad de conducción que el motor diésel, necesaria para satisfacer las duras exigencias del transporte pesado sin cambios en la experiencia de conducción. Los motores con el

sistema HDPI 2.0 operan a temperaturas similares que los motores diésel, por lo que proporciona el calor necesario para auto encender el combustible, esto reduce problemas de refrigeración y mayor durabilidad de los componentes del motor. El sistema de combustible HDPI 2.0 puede entregar gas a alta presión a motores pequeños de hasta 600HP y motores grandes de 4500 HP. Posee sistemas de control electrónico rediseñados, que permiten la integración total con los controles existentes del motor. Presenta un fuerte frenado del motor, ya que al utilizar la misma relación de compresión alta que un motor diésel, los motores con el sistema HDPI ofrecen potencia de frenado equivalente al motor diésel.

El sistema HDPI 2.0 está diseñado para cumplir con las últimas regulaciones de emisiones estrictas entre las cuales están la Euro VI y EPA 2014, además debido a su mayor eficiencia con respecto al HDPI 1.0 y los motores de gas natural encendidos con chispa, reduce en gran parte las emisiones de gases invernaderos con respecto a los motores de gas natural y de diésel convencionales. Tiene un alto rendimiento de los sistemas integrados de almacenamiento y entrega de combustible que permite un eficiente flujo de combustible en todas las condiciones de manejo mejorando el rendimiento, la fácil conducción y la seguridad a bajo costo. Cuenta con bombas de combustible GNL inteligentes y patentadas, que son impulsadas a través de un sistema hidráulico que funciona en una sola etapa. Esto hace que tenga un alto rendimiento y larga vida útil. La bomba está integrada en el módulo del tanque del GNL por lo que el caudal máximo es sostenible desde el momento en que está lleno el tanque.

**Figura A.19 Componentes del Sistema HDPI 2.0**



Fuente: Extraído de <https://www.westport.com/is/core-technologies/hpdi-2>

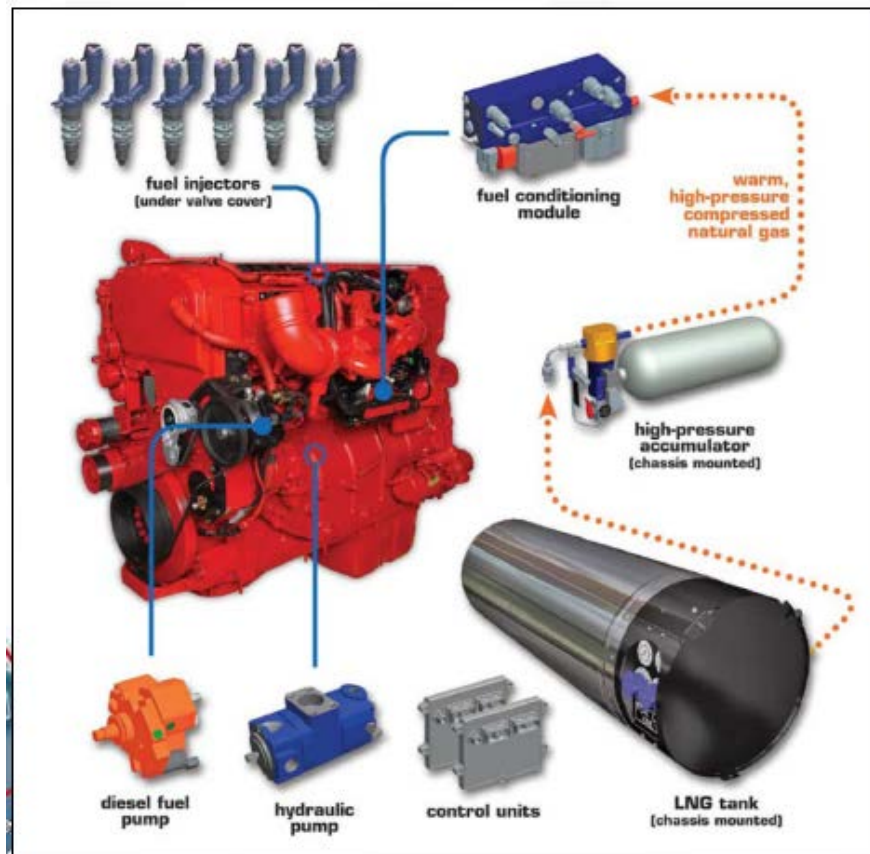
Westport <sup>TM</sup> HPDI 2.0 es un sistema completo que ofrece a los fabricantes de equipos originales la flexibilidad de diferenciar fácilmente sus líneas de productos de gas natural y al mismo tiempo mantener la máxima similitud con sus productos convencionales alimentados con diesel. HPDI 2.0 consiste en una solución totalmente integrada, con un tanque criogénico y una bomba integral de GNL de alta presión montada en el chasis del camión y conectada al motor donde se regula la presión del combustible antes de ser suministrado a los inyectores a través de rieles de combustible de alta presión. En el corazón del motor hay un inyector patentado revolucionario con un diseño de doble aguja concéntrica. Permite la entrega de pequeñas cantidades de combustible diesel y grandes cantidades de gas natural a alta presión a la cámara de combustión. El gas natural se inyecta al final de la etapa de compresión. El software HPDI permite controlar y monitorear las cantidades de combustibles (diésel y gas natural) que son inyectadas a la cámara de combustión, además cuenta con un módulo de acondicionamiento de gas natural que permite controlar la presión precisa para bajas emisiones y un eficiente ahorro de combustible.

### ***Sistemas de encendido por chispa***

Los motores con encendido por chispa (Ignition Spark) solo emplean gas natural como combustible, donde la ignición del gas natural se produce por medio de la chispa. El motor de encendido por chispa bombea el combustible en un sistema de alimentación donde el combustible se mezcla con aire antes de entrar en el cilindro del motor y encenderse. Los motores dependen de una mezcla de aire y combustible que entra en la cámara de combustión, entonces el sistema del motor puede encender el combustible que impulsará el vehículo. Los motores dependen de diferentes relaciones de aire : combustible para un desempeño óptimo del motor, para los sistemas de encendido por chispa se requiere una relación de 15:1 para la mezcla de aire con combustible. El motor de encendido por chispa depende de la presión que se forma dentro del sistema de ingreso, se crea una chispa en el cilindro mientras que la válvula de la admisión se abre para que el combustible entre en la cámara y se encienda. Cuando se trata de potencia y eficiencia de combustible, el motor de encendido por chispa tiene una mayor eficiencia durante el proceso de mezclar aire y combustible para generar la combustión,

lo que conduce a que tenga una mayor tasa de potencia que el motor de compresión. Las aplicaciones típicas para los motores con encendido por chispa son los grupos electrógenos (velocidad continua) y compresión de gas (velocidad variable).

**Figura A.20 Motor Gas Natural Cummins Westport**



Fuente: Seminario Internacional en Usos del GNL en la Industria y en el Sector Transporte Victor Saenz Apodaca

Los motores de gas natural Cummins Westport cuentan con combustión estequiométrica encendida por chispa con recirculación de gases de escape enfriados y un catalizador de tres vías (TWC) simple y sin mantenimiento para un control de emisiones constante. A partir de 2018, los motores de gas natural Cummins Westport incluyen un nuevo módulo de control del motor, capacidad de diagnóstico a bordo (OBD), un TWC mejorado y un sistema de ventilación cerrado del cárter. El ISX12N también incluye un nuevo sistema de combustible que ofrece un tiempo de respuesta más rápido y una mayor confiabilidad. El ISX12N está certificado por la Junta de Recursos del Aire de California (ARB) y la Agencia de Protección Ambiental (EPA) Estándar opcional de bajas emisiones de NO<sub>x</sub> de 0.02 g / bhp-hr - 90% más bajo que

los estándares de emisiones actuales. También excede las regulaciones actuales de emisiones de gases de efecto invernadero de fase I en un 8%. Los motores de gas natural Cummins Westport han cumplido con el estándar de la EPA de 2010 para partículas (0.01 g / bhp-hr) desde 2001.