

UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA UTEC

Carrera de Ingeniería de la Energía



**Estudio de Demanda Potencial de Gas Natural y el
Impacto de su Aprovechamiento en una mina del
Sector Minero Cuprífero de la Macro Región Sur
del Perú**

**Demand Study of Natural Gas for a mine in the
Copper-mining sector of the Southern Macro
Region of Peru**

Tesis para optar el título profesional de Ingeniero de la Energía

HERNÁNDEZ GUTIERREZ, IVÁN RENZO

Código 201210093

Asesor

PORLES OCHOA, FRANCISCO

Lima – Perú

Febrero 2018

La tesis

Estudio de Demanda Potencial de Gas Natural y el Impacto de su Aprovechamiento en una mina del Sector Minero Cuprífero de la Macro Región Sur del Perú

Ha sido aprobada

[Nombres y apellidos del Presidente de Jurado]

[Nombres y apellidos del Asesor de la tesis]

[Nombres y apellidos del Tercer jurado]

Dedicatoria:

''Dedicado a mi familia por su confianza y apoyo incondicional''.

Agradecimientos:

Agradezco el apoyo de los profesores del departamento de Energía de la UTEC que contribuyeron a la realización del presente trabajo, en especial a la profesora Ximena Guardia Muguruza y a mi asesor el profesor Francisco Porles Ochoa.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1 MARCO TEÓRICO	8
1.1. Contexto nacional de energía	8
1.1.1. Producción total de energía primaria	8
1.1.2. Consumo total de energía por fuente	9
1.1.3. Consumo final total de energía por sector económico	10
1.2. Mercado de gas natural mundial y del Perú	10
1.2.1. Mercado del GN a nivel mundial	10
1.2.2. Mercado del GN en el Perú	12
1.3. La minería en el Perú.....	15
1.3.1. Minería metálica en el Perú.....	17
1.3.2. Minería de cobre en el Perú	19
1.4. Procesos de producción de cobre.....	21
1.4.1. Extracción de cobre	21
1.4.2. Producción de cobre	23
1.5. Consumo energético de la minería del cobre.....	26
1.5.1. Consumo de energía por área de producción	27
1.5.2. Consumo de combustibles de la minería del cobre	28
1.5.3. Consumo eléctrico de la minería del cobre	30
1.6. La industria del gas natural licuado (GNL)	31
1.6.1. Definición de GNL.....	31
1.6.2. Aplicaciones del GNL.....	32
1.6.3. La industria del GNL en el Perú	33
1.7. Motor dual diésel-GNL	35
1.7.1. Motor dual diésel y GNL con sistema HDPI	36
1.7.2. Motor dual diésel y GNL con sistema estándar	37
1.8. Casos aplicados de las tecnologías del motor dual (GNL-diésel)	39
1.8.1. Caso Norcal prototype LNG truck	39
1.8.2. Caso experimental de un motor dual (diésel-GNL) con sistema estándar.....	43
1.9. Método para la proyección del consumo de combustible.....	49
1.9.1. Análisis de regresión lineal múltiple.....	49
CAPÍTULO 2 METODOLOGÍA.....	52
2.1. Selección de una empresa minera de cobre.....	53

2.2. Estimación del consumo de GNL mediante la proyección del consumo de un combustible líquido (diésel) de la empresa minera seleccionada (2016-2024)	56
2.3. Determinar el precio del GNL y diésel para los años proyectados	64
2.3.1. Determinación del precio del GNL	64
2.3.2. Determinación del precio del diésel	67
2.4. Evaluación técnica-económica para un equipo seleccionado	69
2.4.1. Selección del equipo	69
2.4.2. Evaluación técnica del equipo seleccionado	69
2.4.3. Evaluación económica del equipo seleccionado	69
CAPÍTULO 3 RESULTADOS	71
3.1. Elección de la empresa minera de cobre	71
3.2. Consumo de GNL mediante la proyección del consumo de un combustible líquido (diésel) de la empresa minera seleccionada (2016-2024)	72
3.3. Estimación del precio del GNL y diésel para los años proyectados	83
3.3.1. Estimación del precio del GNL	83
3.3.2. Estimación del precio del diésel	87
3.4. Resultados de la evaluación técnica-económica para un equipo seleccionado	92
3.4.1. Selección del equipo	92
3.4.2. Resultados de la evaluación técnica del equipo seleccionado	93
3.4.3. Resultados de la evaluación económica del equipo seleccionado	104
CONCLUSIONES	113
RECOMENDACIONES	116
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117
LISTA DE ACRÓNIMOS	122
ANEXOS	123

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1 Consumo Final Total de Energía por Fuente al año 2015 (TJ)	9
Tabla N° 2 Principales variables económicas de la minería peruana	16
Tabla N° 3 Posición del Perú en el ranking mundial de producción minera 2016	16
Tabla N° 4 Producción de cobre por región, 2015-2016	20
Tabla N° 5 Reservas de cobre por región del Perú	20
Tabla N° 6 Ratios de Consumo de Energía por Producción (TJ/KTMF)	27
Tabla N° 7 Comparación de tecnologías (millas/DGE).....	36
Tabla N° 8 Especificaciones de los vehículos a evaluar.....	40
Tabla N° 9 Especificaciones técnicas del motor Hyundai D6CA	43
Tabla N° 10 Empresas mineras del 2016	54
Tabla N° 11 Producción de cobre de las empresas mineras, 2016	55
Tabla N° 12 Precio del cobre y PBI 2021-2024	57
Tabla N° 13 Consumo de diésel en la minería del Perú en Tera Joules y galones, 2001-2015	58
Tabla N° 14 Producción por producto de la minería metálica del Perú, 2001-2015	59
Tabla N° 15 Precio por producto de la minería metálica del Perú, 2001-2015	59
Tabla N° 16 Participación de cada producto de la minería metálica en el Perú (%)	60
Tabla N° 17 Nivel de correlación	61
Tabla N° 18 Combinación de variables dependientes e independientes	62
Tabla N° 19 Aceptación o rechazo de la combinación de variables.....	62
Tabla N° 20 Casos del uso del GNL en la mina seleccionada.....	64
Tabla N° 21 Precio WTI del barril de petróleo (USD/barril), 2013-2024.....	68
Tabla N° 22 Producción de las empresas mineras de cobre en orden descendente, 2016.71	71
Tabla N° 23 Producción de cobre de Cerro Verde, precio del cobre y PBI 2021-2024	73
Tabla N° 24 Participación de Cerro Verde en la minería metálica del Perú, 2001-2015 ..	74
Tabla N° 25 Consumo de diésel en Cerro Verde, 2001-2015 (galón/año)	74
Tabla N° 26 Matriz de correlación entre variables	75
Tabla N° 27 Proyección de la demanda de diésel, energía, gas natural y GNL, 2018-2024	81
Tabla N° 28 Casos de la demanda de gas natural vs diésel	82
Tabla N° 29 Conversión de unidades del costo de distribución de gas natural	85
Tabla N° 30 Cálculo del costo del cargadero a incluir en el precio final del GNL	85
Tabla N° 31 Cálculo de inversión y operación de tanque de almacenamiento a incluir en el precio final del GNL.....	86
Tabla N° 32 Precio en dólares americanos del diésel B5 S-50 en Arequipa, 2013-2017..	87
Tabla N° 33 Nivel de correlación entre Precio WTI del barril de petróleo y precio del diésel en Arequipa.....	88
Tabla N° 34 Precios del diésel en Arequipa para los años proyectados (2018-2024)	91
Tabla N° 35 Consumo de diésel para cada factor de carga	104
Tabla N° 36 Ahorro económico en combustible de un Cat 793D que trabaja a baja carga con el sistema HDPI	105
Tabla N° 37 Ahorro económico en combustible de un Cat 793D que trabaja a media carga con el sistema HDPI	105
Tabla N° 38 Ahorro económico en combustible de un Cat 793D que trabaja a alta carga con el sistema HDPI	106
Tabla N° 39 Consumo de diésel y GNL por año (galones/año) con el sistema HDPI	106
Tabla N° 40 Ahorro económico en combustible de un Cat 793D que trabaja a baja carga con el sistema estándar	107

Tabla N° 41 Ahorro económico en combustible de un Cat 793D que trabaja a media carga con el sistema estándar	108
Tabla N° 42 Ahorro económico en combustible de un Cat 793D que trabaja a alta carga con el sistema estándar	108
Tabla N° 43 Consumo de diésel y GNL por año (galones/año) con el sistema estándar	109
Tabla N° 44 Costos de operación de un camión minero con un motor diésel y motor dual (diésel-GNL).....	110
Tabla N° 45 Valor presente neto del total de costos para el Cat 793 D de un motor diésel vs dual (2018-2024).....	111
Tabla N° 46 TIR y Pay Back del motor dual para un Cat 793 D (2018-2024).....	112

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1 Estructura de la Producción de Energía Primaria para el año 2015.....	8
Figura N° 2 Consumo Final de Energía por Sectores Económicos al año 2015´	10
Figura N° 3 Producción de Gas Natural en el Mundo 2013-2014-2015	11
Figura N° 4 Consumo de Gas Natural en el Mundo 2013-2014-2015	12
Figura N° 5 Participación por Empresa en la Producción Fiscalizada de Gas Natural (%), 2006 -2016 I	13
Figura N° 6 Número de Clientes por Sector Económico Diciembre 2008 - Junio 2016... 14	
Figura N° 7 Volumen de Gas Natural Distribuido por Sector (MMPCD) I 2006- I 2016 15	
Figura N° 8 Principales minas en producción del Perú	17
Figura N° 9 Variación acumulada de la producción de la minería metálica del Perú (2015-2016).....	18
Figura N° 10 Variación de las exportaciones mineras metálicas del Perú (2015-2016) ... 18	
Figura N° 11 Participación de la minería en las exportaciones del Perú 2016.....	19
Figura N° 12 Participación de los minerales metálicos en las exportaciones, 2016.....	21
Figura N° 13 Elementos de una Mina a Tajo Abierto	22
Figura N° 14 Producción de cobre y Consumo de Energía en Chile 2001-2016	27
Figura N° 15 Distribución del consumo de energía por proceso, 2016.....	27
Figura N° 16 Consumo de Combustibles vs Energía Eléctrica por Proceso en Chile, 2016	28
Figura N° 17 Consumo de Combustibles en 2016.....	29
Figura N° 18 Consumo de Combustible por proceso minero, 2001-2016.....	29
Figura N° 19 Consumo Unitario de Combustible por Tonelada Métrica de Cobre Fino (MJ/TMF).....	30
Figura N° 20 Consumo de Electricidad por Proceso Minero, 2001-2016	31
Figura N° 21 Consumo Unitario de Electricidad por Tonelada Métrica de Cobre Fino (MJ/TMF).....	31
Figura N° 22 Instalaciones de la planta Perú LNG.....	34
Figura N° 23 Usos del GNC y GNL en los vehículos	35
Figura N° 24 Sistema HDPI del motor dual (diésel-GNL).....	36
Figura N° 25 Motor dual diésel y GNL con un solo punto de admisión	38
Figura N° 26 Motor dual diésel y GNL con múltiples puntos de admisión	39
Figura N° 27 La economía de combustible por cada tipo de camión	41
Figura N° 28 Millas recorridas por fallos de los componentes de los camiones dual	42
Figura N° 29 Montaje experimental del motor dual (diésel-GNL)	44
Figura N° 30 Torque y potencia a diferentes velocidades del motor.....	45
Figura N° 31 La cantidad de combustible consumida bajo operaciones diésel y combustible dual normal.....	46
Figura N° 32 Eficiencia térmica y consumo específico de combustibles a distintas velocidades del motor.....	47
Figura N° 33 Eficiencia volumétrica a distintas velocidad del motor	48
Figura N° 34 Metodología empleada.....	52
Figura N° 35 Ubicación de las minas del sur del Perú	55
Figura N° 36 Ecuación del consumo de diésel en base al precio del cobre y la producción del cobre	63
Figura N° 37 Cadena de precios asociados al uso del GNL en la mina seleccionada.....	65
Figura N° 38 Producción de cobre de las empresas mineras y porcentaje acumulado, 2016	72
Figura N° 39 Variables dependientes en el programa E-Views 9	77

Figura N° 40 Resultado de la estimación del modelo del consumo de combustible	77
Figura N° 41 Forecast de la variable dependiente	79
Figura N° 42 Consumo de diésel pronosticado vs Consumo de diésel real	80
Figura N° 43 Comparación del consumo pronosticado vs consumo real	81
Figura N° 44 Pliego tarifario de gas natural	84
Figura N° 45 Resultados de la estimación del modelo del precio del diésel en Arequipa	88
Figura N° 46 Precio del diésel en Arequipa pronosticado vs real	90
Figura N° 47 Comparación del precio de diésel en Arequipa real vs pronosticado	91
Figura N° 48 Distribución del consumo de energía por proceso, 2016	92
Figura N° 49 Equivalencia de energía entre el GNC y GNL vs Diésel	94
Figura N° 50 Configuración del inyector HDPI	95
Figura N° 51 Componentes del sistema HDPI 2.0	99
Figura N° 52 Funcionamiento del sistema estándar de un motor dual (GNL-diésel).....	100
Figura N° 53 Componentes del motor dual con sistema estándar	103

ÍNDICE DE ANEXOS

Tabla A- 1 Valor en dólares americanos de la producción de productos de la minería metálica del Perú, 2001-2015 (USD.)	124
Tabla A- 2 Factores de conversión	125
Tabla A- 3 Precios mensuales del diésel B5 S-50 (USD/galón), 2013-2017	127
Tabla A- 4 Consumo de combustible y economía de combustible para cada tipo de camión (agosto de 2002-julio de 2003).....	128
Tabla A- 5 Costo de mantenimiento de camiones dual y camiones diésel nuevos (agosto de 2002- julio de 2003)	129
Tabla A- 6 Valor presente neto del total de costos para el Cat 793 D con un motor diésel (2018-2024)	130
Tabla A- 7 Valor presente neto del total de costos para el Cat 793 D con un motor dual (2018-2024)	131

RESUMEN

El presente trabajo de tesis se enfocó en determinar la demanda potencial de gas natural de una mina de cobre en la Macro Región Sur del Perú. Se dice que la Macro Región Sur del país no tiene una gran demanda de energía cuando dentro de estas regiones se tiene el sector minería que tiene un consumo importante de energía. El cual ha sido impulsado principalmente por el cobre, las cuales tiene sus principales minas en las regiones del sur. La demanda de energía en la minería es satisfecha principalmente por combustibles como el diésel, lo cuales provienen en su mayoría de las importaciones, cuando dentro del país hay una fuente energética con grandes reservas, el gas natural. El cual es usado principalmente por la generación eléctrica, un sector que no lo aprovecha eficientemente, además que tiene una concentración del consumo de gas natural, por lo que es necesario diversificar los usos de este hidrocarburo y que sea mejor aprovechado en otros sectores económicos como la minería. Es por eso que se eligió una mina representativa para demostrar que hay un potencial importante de demanda de gas natural en el sector minero de la macro región sur del país. La mina elegida fue Cerro Verde, donde se proyectó el consumo de combustible para los años 2018-2024 usando el programa E-Views 9 y se obtuvo que una demanda de gas natural promedio para un caso optimista es 3,79 MMPCD por año, lo cual es un volumen importante frente a otros sectores económicos tomando en cuenta que es el volumen de una sola mina.

Por otro lado, para conocer el impacto del reemplazo del diésel por el gas natural (GNL), se realizó un análisis técnico-económico a un equipo de importante consumo en la mina. Se seleccionó el camión de carga minero Cat 793 D para la mina Cerro Verde. En el análisis técnico se encontró dos tecnologías asociadas a la conversión a un motor dual (GNL-diésel), los cuales fueron el sistema HDPI y estándar. En el análisis económico se evaluó el ahorro por costos de combustible para cada tecnología, donde el sistema HDPI trabajando a una alta carga dio un ahorro de USD. 805 284 por año, mientras que el estándar tuvo un ahorro de USD. 423 834 al año. Finalmente se hizo un análisis más detallado, donde se obtuvo indicadores económicos como el VPN del total de costos el cual fue menor en el motor dual con respecto al convencional, el TIR que fue de 42% y un pay back de 2,37 años, lo cual indicó que es rentable la inversión en la nueva tecnología. La evaluación se hizo a un solo camión, el impacto puede ser mucho mayor si esto se aplica a una flota de camiones de carga de una mina.

Palabras Clave: GNL, Motor dual (diésel-GNL), Demanda de Gas Natural, Cobre

INTRODUCCIÓN

El sector minero es uno de los más importantes en el país, aportando 1,8 del 3,9 % de crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) del Perú para el 2016, además de un crecimiento específico del sector del 21,2% con respecto al año anterior [1]. Este aporte en la minería se dio principalmente por la producción de cobre, siendo el mineral que tuvo un mayor crecimiento en el volumen de exportaciones (47%) con respecto al 2015 [2]. Actualmente el Perú es el segundo mayor productor de este mineral en el mundo, alcanzando una producción de 2,3 millones de Toneladas Métricas Finas (TMF) para el año 2016 [1].

La minería y la industria representaron un 27% del consumo final de la energía en el Perú para el 2015 [3]. Para dicho año, el consumo energético total para el sector minero fue de 65 638 Tera Joules (TJ), de los cuales 20 208 TJ fueron de combustibles derivados de hidrocarburos que representan un 4,6% del total consumido en el país [3]. El combustible más utilizado en el sector minero es el Diésel, representando un 81% del consumo de combustible para el 2015 con 16 399 TJ, mientras que el gas natural representó un 11% para el mismo año con 2 310 TJ, disminuyendo su uso con respecto al 2014 en un 42,3 %, y que es usado principalmente en el norte del Perú [3].

Como puede apreciarse, el gas natural todavía tiene poca participación en la provisión energética de uno de los principales consumidores del país, el sector minero. Es así que empresas mineras de extracción de cobre principalmente en el sur del país, no pueden acceder a esta fuente de energía, ya que actualmente no hay una conexión que permita el abastecimiento del gas natural en regiones del sur. El gas natural es un recurso cuyo uso tuvo gran crecimiento en el Perú gracias al proyecto Camisea a partir del año 2004; antes de este, las reservas probadas en el país eran de 1,44 trillones de pies cúbicos (TCF, por sus siglas en inglés). Sin embargo, luego de su descubrimiento, las reservas probadas para el 2013 fueron de 15 TCF, siendo la más importante la del Lote 88 de Pluspetrol con 10,2 TCF [4]. Actualmente,¹ Camisea representa un 95,4% del total de la producción en el país con 1 242,1 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) [5].

¹ Producción estimada para el año 2016 por OSINERGMIN.

Para el 2015, el gas natural representaba el 10% del consumo final de energía en el Perú [3], en comparación al año 2004, donde su participación era de 0,82%, es decir, cuando prácticamente no se empleaba este recurso energético en ningún sector del país [6]. Luego de varios años de masificación del gas natural en varios sectores, para el primer semestre del 2016 se registró un volumen promedio de 536,80 MMPCD, 4,81% mayor en comparación a el primer semestre del 2015. Para el 2015 el sector de minería representaba un 3% del consumo total de gas natural en el país.

El último proyecto involucrado en la masificación del gas natural fue el Gasoducto Andino del Sur que empezó en el 2008, el cual iba a consistir en construir un gasoducto desde Camisea hacia la zona sur del país (Moquegua, Puno, Arequipa, Cusco, Tacna y Apurímac), donde sus mayores consumidores serían la central térmica de Mollendo e Ilo que conformarían el Nodo Energético del Sur [7]. Para marzo del 2016, el Gasoducto Sur Peruano tuvo un avance acumulado del proyecto de 34,46% y un avance en la construcción de 7,3%. En ambos casos no se cumplió la meta del avance programado que era 37,8% y 11,42% respectivamente [7]. Por otro lado, luego del caso Odebrecht, dicho Consorcio perdió la concesión del gasoducto, por lo que el Estado debe volver a licitar el proyecto en los próximos 12 meses.

Actualmente se tiene un excedente de la oferta de gas natural gracias a las reservas de Camisea y al mismo tiempo, una importante demanda de la macro región sur del país conformada por las regiones Moquegua, Puno, Arequipa, Cusco, Tacna y Apurímac), la cual es satisfecha por combustibles líquidos y sólidos. Sin embargo, bajo las condiciones actuales es imposible la conexión entre la oferta y demanda en la macro región sur del país, debido a que el medio de transporte que los uniría está paralizado.

La presente investigación tiene por objetivo determinar el potencial de la demanda de gas natural para una mina representativa del sector minero cuprífero de la macro región sur del país, mediante la evaluación del consumo de combustible general tanto de las unidades extractivas como productivas, y de esta manera demostrar que las minas de la macro región sur tienen una demanda de energía relevante que debe ser tomada en cuenta. Asimismo, se busca evaluar el impacto de la sustitución del combustible más usado en la mina seleccionada por el gas natural, esto a través de la elección del equipo con mayor uso y número de unidades, de importante consumo de combustible con respecto al total. De

esta manera poder justificar el reemplazo de combustible mediante una evaluación técnica-económica.

Actualmente no existe un documento en el cual se haya realizado un estudio de la demanda potencial de gas natural para el sector minero en general ni para el sector minero cuprífero específicamente, tomando en cuenta variables como la producción, consumo de combustible, precios, etc. De igual manera, no existe un estudio donde se analice la viabilidad de la adopción de este recurso energético, por lo que la ejecución del presente trabajo de tesis cobra gran importancia.

La metodología a seguir para el presente trabajo de investigación, consiste en primer lugar en determinar el potencial de la demanda de gas natural para una mina representativa del sector minero cuprífero de la Macro Región Sur del Perú, la cual será elegida en base a su producción. Para luego proyectar el consumo de combustible en un periodo no mayor a 10 años. A su vez, se elegirá un equipo representativo de la mina seleccionada para realizar un análisis de viabilidad técnico-económica. En la parte técnica se determinará cuáles son las tecnologías actuales que permiten realizar la sustitución de gas natural por el combustible utilizado en el equipo. En el análisis económico se verá el ahorro económico por combustible para cada tecnología encontrada.

Alcance

La presente tesis se centra en realizar el estudio del potencial de la demanda de gas natural para el caso de una mina de cobre, la más relevante (mayor producción) de la Macro Región Sur. Esta elección se dio entre las minas de cobre de las regiones de Cusco, Apurímac, Tacna, Moquegua, Arequipa y Puno

Para obtener la demanda de gas natural en el futuro, se utilizará el software E-Views 9, un programa econométrico, en el cual se proyectará el consumo de combustible en el periodo del 2018 al 2024.

Para poder saber el aprovechamiento del gas natural (GNL), se tomará un equipo con una cantidad importante de uso y de unidades, que represente gran parte del consumo del combustible usado en la mina seleccionada. Esto a través de una evaluación de la viabilidad técnica y económica de las tecnologías empleadas para el uso del GNL en el

equipo. Técnicamente se describirá el funcionamiento, las ventajas y desventajas, componentes y empresa que desarrolla cada tecnología, para luego poder evaluar el ahorro económico en costos de combustibles por el uso del GNL.

Antecedentes

En el 2009 la empresa Latin Energy realizó un estudio de demanda y diagnóstico de mercado para el Gasoducto Andino del Sur en las diferentes categorías de las regiones del sur del país. Para cada categoría (residencial, comercial, vehicular, industrial y generador eléctrico), se presentaron los criterios de identificación y las proyecciones de demanda en los primeros 10 años de operación comercial para efectos de una mejor apreciación de la evolución de dicha demanda [8].

La categoría industrial, presentó entre los criterios de identificación actividades como la minería, pesca, producción de alimentos y bebidas, textiles, cementeras, ladrilleras, fundiciones [8]. Lo que se buscó fue estimar el consumo equivalente de gas natural con respecto al consumo del combustible utilizado, analizando combustibles como el residual, diésel-2, GLP, etc. [8]

De esta manera, se seleccionaron las industrias que tienen mayor potencial como usuarios del gasoducto andino del sur, con sus respectivas demandas y su equivalente en gas natural. Para la proyección de la demanda se utilizó un factor de crecimiento constante basado del promedio del crecimiento del PBI en los últimos 20 años de los sectores industriales productivos, para luego realizar una proyección de 10 años [8].

Los resultados tuvieron como año base el 2013 y la proyección se realizó hasta el 2022. La demanda de gas para el año 2013 fue de 36,81 MMPCD proveniente principalmente de las localidades de Juliaca y Arequipa, mientras que para el 2022 se estimó que la demanda alcanzaría los 100,60 MMPCD obtenidos del consumo de prácticamente todas las localidades del sur, ya que para ese año se estimaba que el gas natural ya habría sido masificado gracias al gasoducto andino del sur [8].

Después del estudio de Latin Energy del 2009, no se realizó ningún otro estudio de la proyección de la demanda de gas natural en la Macro Región Sur, por lo que la presente

tesis brindará un panorama actualizado conforme a la nueva coyuntura que atraviesa el proyecto del gaseoducto sur peruano.

Justificación y Motivación

El Perú es un país minero, debido a que gran parte de su crecimiento económico depende de este sector. Esto se refleja en el crecimiento del PBI, en donde el sector minero aporta casi la mitad del mismo. Dentro de este sector, el mineral que más aporta al país es el cobre, que desde años atrás ha sido el mineral con mayor volumen de exportación, teniendo para el 2016 un volumen de exportaciones valorizado en 10 168 millones de dólares. Además, es el mineral que tiene mayor crecimiento de producción, siendo su variación con respecto al 2015 del 38,40% [2].

El sector minero cuprífero es principalmente impulsado por la producción de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A., Minera Las Bambas S.A., Compañía Minera Antamina S.A. y Southern Peru Copper Corporation Sucursal del Perú los cuales produjeron 522 134 TMF (22,18%), 443 625 TMF (18,85%), 329 368 TMF (13,99%) y 312 859 (13,29%) respectivamente el 2016 [2]. Minas que se encuentran principalmente en la macro región sur del país, entre las cuales las regiones con mayor producción de este mineral fueron Arequipa, la región con mayor producción de cobre del país, con 524 024 TMF (crecimiento de 103,38% con respecto al 2015) y una participación del 22,26% con respecto a la producción total, seguida de Cusco (3° puesto) con 354 838 TMF y Apurímac (4° puesto) con 329 368 TMF [2].

Solo el sector minero tuvo una participación del 8,2% del total del consumo de energía en el país para el año 2015, con 65 638 TJ. Esta demanda es satisfecha a través de combustibles líquidos (crudo, residual, diésel) y sólidos (carbón), los cuales son combustibles de alto costo y menor eficiencia con respecto al gas natural. El combustible más usado en la minería en los últimos años ha sido el diésel, este representó el 81% del consumo de combustibles con 120 000 000 de galones para el 2015 en el sector minero [3]. El gran uso de hidrocarburos líquidos genera al Perú gran dependencia de otros países, ya que para el 2015 el 60% de petróleo crudo usado en las refinerías y el 34 % de los hidrocarburos refinados fueron importados [3].

Se utiliza una gran cantidad de hidrocarburos líquidos de otros países cuando en el Perú se cuenta con una fuente energética propia con grandes reservas, como lo es el gas natural. El país cuenta con un total de 16,1 TCF de reservas probadas de gas natural para el año 2016, donde el lote 88 con aproximadamente 10 TCF de reservas de gas natural va dirigido a la demanda interna del país [9]. El consumo interno a nivel nacional del gas natural para el primer semestre del 2016 fue 536,80 MMPCD, siendo el sector de generación eléctrica el mayor consumidor con 364 MMPCD, lo que representa un aproximado del 70% del total de consumo de gas natural en el país [5]. En la generación eléctrica el gas natural se usa en centrales térmicas de ciclo simple y combinados, los cuales no aprovechan eficientemente este combustible, además de que el consumo de gas natural se está concentrando demasiado en un solo sector por lo que es necesario diversificar los usos de este hidrocarburo y buscar otros sectores que puedan aprovecharlo eficientemente.

En este contexto, el gas natural constituye una buena opción para la provisión de energía a empresas mineras cupríferas de la Macro Región Sur del país, que como ha sido sustentado anteriormente, cuentan con una alta demanda de energía, la cual es abastecida principalmente por combustibles fósiles líquidos más costosos y contaminantes. Sin embargo, la conexión entre la oferta y demanda no puede concretarse actualmente, ya que proyectos importantes en los que se esperaba un consumo masivo como el Gasoducto Sur, se encuentran paralizados.

Por este motivo, la presente investigación busca determinar el potencial de la demanda de gas natural para el sector minero cuprífero de la Macro Región Sur del país tomando como referencia a una mina representativa, así mismo evaluar el impacto mediante la sustitución de combustibles líquidos por gas natural en un equipo de importante consumo de la mina seleccionada, a través de un análisis técnico y económico. Esto permitirá tener una idea clara del mercado del gas natural en la Macro Región Sur para el sector minero.

Objetivo General:

Determinar el potencial de la demanda de gas natural y el impacto de su uso en una mina representativa del sector minero cuprífero en la Macro Región Sur del país, a partir de la sustitución de los combustibles líquidos por el gas natural (GNL).

Objetivo Específicos:

- Identificar y evaluar la producción de las minas de cobre demandantes de energía que se encuentran operando en la Macro Región Sur del país.
- Determinar un modelo de demanda de gas natural para una mina representativa en la producción de cobre en la Macro Región Sur.
- Proyectar la demanda de gas natural de una mina representativa del sector minero cuprífero en la Macro Región Sur.
- Determinar si es viable técnicamente la sustitución de diésel por gas natural (GNL) en un equipo de consumo importante de una mina representativa del sector minero cuprífero en la Macro Región Sur.
- Determinar el costo-beneficio económico de la adopción y uso de gas natural (GNL) por el diésel en un equipo de consumo importante de una mina representativa del sector minero cuprífero en la Macro Región Sur.

CAPÍTULO 1 MARCO TEÓRICO

1.1. Contexto nacional de energía

1.1.1. Producción total de energía primaria

La producción de energía primaria para el año 2015 fue 1 006 142 TJ, la cual disminuyó en 7% con respecto al año anterior, siendo el principal responsable la menor producción de petróleo y gas natural [3]. A continuación, en la

Figura N° 1² se muestra como está distribuida la producción por fuente energética.

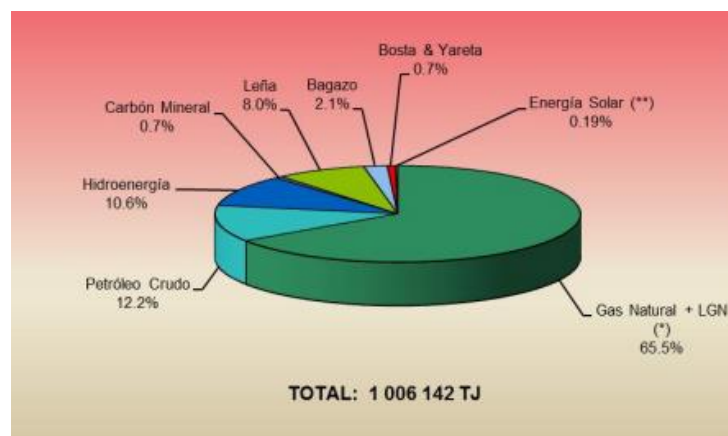


Figura N° 1 Estructura de la Producción de Energía Primaria para el año 2015
Fuente MINEM, 2016 [3]

Como se puede observar en la

Figura N° 1, el gas natural fue la fuente de energía que más se produjo en el año 2015 con 659 433 TJ (65,5%), aun así, con respecto al año anterior tuvo una disminución en la producción del 8%. Este recurso cuenta con un estimado de 13 790 968 TJ de reservas probadas principalmente gracias a Camisea, lo cual representó el 51% del total de reservas probadas en términos de energía [3].

La segunda fuente de energía que tuvo mayor producción en el 2015 fue el petróleo crudo con 122 604 TJ (12,2%), pero al igual que el gas natural, disminuyó su producción con respecto al 2014 en un 16% a causa principalmente de la disminución de los precios internacionales del petróleo en los últimos años [3].

² * Producción Fiscalizada
** Estimado

Algunas de las fuentes de energía a pesar de no tener mucha representación en la producción de energía primaria, a diferencia del gas natural y el petróleo tuvieron un crecimiento con respecto al año anterior. Como es el caso de la hidroenergía el cual tuvo un crecimiento de 6,8% (106 700 TJ en el 2015), el carbón mineral de 15 % (7 117 TJ en el 2015) y la energía solar de 81% (1 901 TJ en el 2015), que a pesar de representar un 0,19% de la producción fue la que tuvo mayor crecimiento por la importante participación de las energías renovables en los últimos años [3].

1.1.2. Consumo total de energía por fuente

En el año 2015 el total de energía que se consumió en el país fue 792 434 TJ, teniendo un crecimiento de 6% con respecto al año anterior [3]. En el Tabla N° 1 se muestra de manera más detallada la estructura del consumo final por tipo de fuente energética.

FUENTE	2014	2015	VARIACIÓN (%)	Participación
Diesel B5/Diesel 2	204 762	222 543	9	28%
Electricidad	142 917	152 324	7	19%
Leña	77 095	76 082	- 1	10%
Gas Licuado	72 511	75 002	3	9%
Gasolina Motor *	10 252	10 533	3	1%
Gas Distribuido	77 691	80 502	4	10%
Kerosene-Jet	37 210	39 189	5	5%
Carbón Mineral	26 519	29 273	10	4%
No Energéticos de petróleo y gas	13 589	12 759	- 6	2%
Petróleo Industrial	9 416	9 709	3	1%
Bosta & Yareta	7 701	7 419	- 4	1%
Bagazo	4 087	9 113	123	1%
Gasohol	57 212	64 148	12	8%
Carbón Vegetal	1 697	1 648	- 3	0%
Coque	2 467	1 117	- 55	0%
Energía Solar	335	1 073	221	0%
Gas Industrial	0	0	-	0%
TOTAL	745 461	792 434	6	100%

Tabla N° 1 Consumo Final Total de Energía por Fuente al año 2015 (TJ)
Fuente: MINEM, 2016 [3]

Como se puede apreciar en la Tabla N° 1, las fuentes de energía que más se consumieron en el país para el 2015 fueron el Diésel B5/Diésel 2 y la electricidad, el primero con 222 543 TJ (28%) teniendo un crecimiento de 9% y el segundo con 152 324 TJ (19%) con un crecimiento de 7%, ambos con respecto al 2014 [3].

Mientras que el gas natural para el 2015 representó un 10% del consumo total en el Perú con 80 502 TJ creciendo con respecto al año anterior en un 4% [3], siendo su uso en el sector eléctrico la principal razón del crecimiento del uso de esta fuente de energía.

La fuente de energía que tuvo mayor crecimiento en su consumo con respecto al año anterior fue la energía solar con un 221% de variación, a pesar de esto fue la menos consumida con 1 073 TJ en el 2015.

1.1.3. Consumo final total de energía por sector económico

En la Figura N° 2 se muestra el consumo que tiene cada sector económico del país para el año 2015 y cuanto representa cada uno del total.

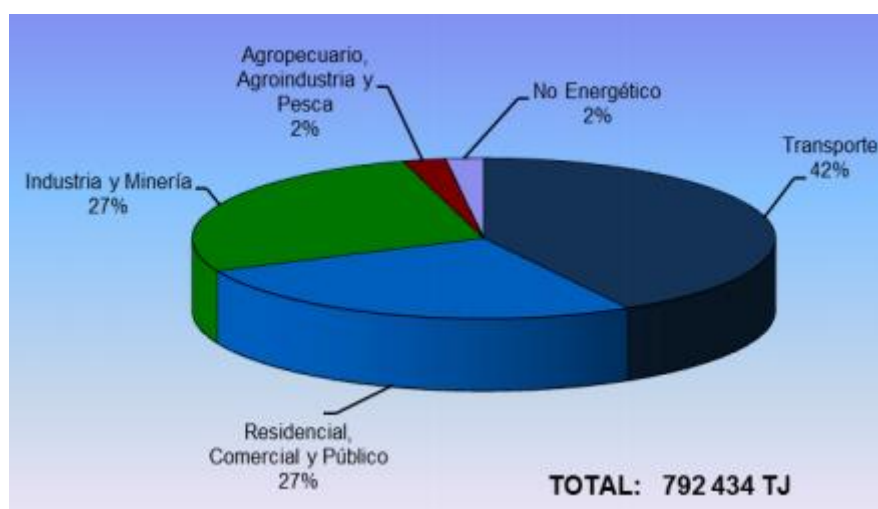


Figura N° 2 Consumo Final de Energía por Sectores Económicos al año 2015' Fuente: MINEM, 2016 [3]

En la Figura N° 2 se puede apreciar que el sector que más consumió en el 2015, es el de transporte con 330 952 TJ representando el 42% del total. Mientras que el sector industria y minería representa un 27% del total de energía consumida con 215 766 TJ, específicamente solo el sector de minería consume 65 638 TJ el cual representa el 8,2% del total de energía consumida en el Perú y tuvo un crecimiento del 2% con respecto al año 2014 [3].

1.2. Mercado de gas natural mundial y del Perú

1.2.1. Mercado del GN a nivel mundial

Como se muestra en la Figura N° 3, la producción de gas natural a nivel mundial en los últimos años ha ido creciendo de manera progresiva, a excepción de Europa y Euroasia, en donde ha disminuido debido a la crisis económica por la que atraviesan, aunque siguen siendo el continente con mayor participación. Mientras que el continente del Sur y Centro

América para el 2015, ha tenido una participación de 5% del total de la producción en el mundo [10].

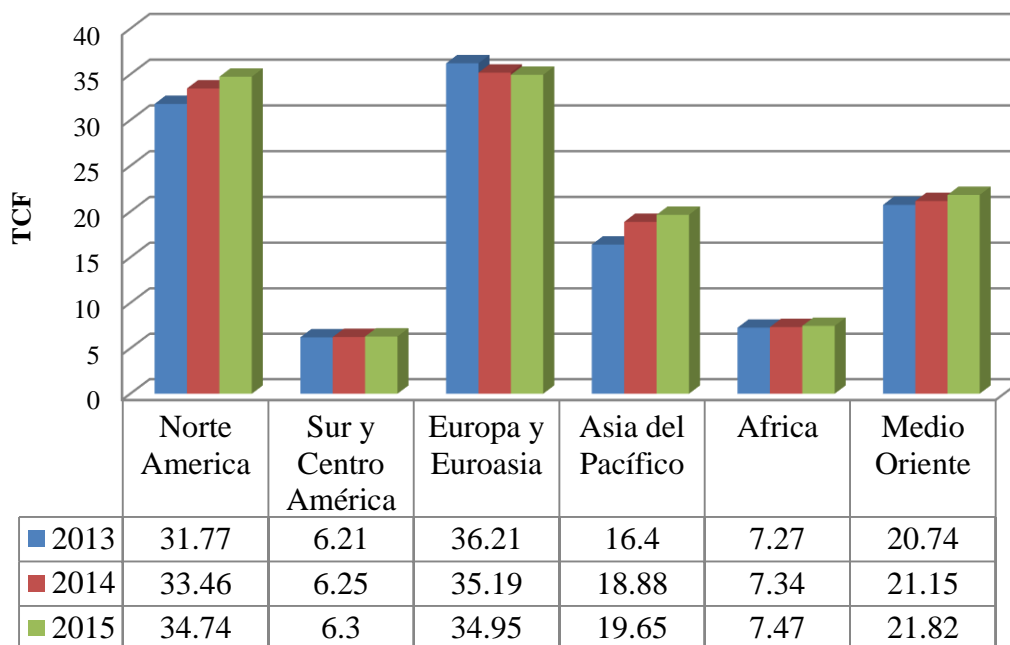


Figura N° 3 Producción de Gas Natural en el Mundo 2013-2014-2015
Fuente: Elaboración propia en base a British Petroleum, 2016 [10]

En lo que respecta al consumo de gas natural en el mundo, como se muestra en la Figura N° 4, los líderes en consumo, al igual que en la producción, son Europa y Euroasia, debido a que cuentan con una mayor cantidad de países; sin embargo, han disminuido su consumo en los últimos años por la crisis económica. El país que más consume sigue siendo Estados Unidos, con un crecimiento en los últimos años del 3% llegando a tener una participación de 22,8% para el 2015; los países que le siguen son Rusia, Irán, China y Japón [10]. Desde el 2007, India y China han aumentado en un 50% su consumo, a su vez desde el 2011 luego del Tsunami, estos países junto a Japón son de los más grandes consumidores de GNL en el mundo, siendo la razón de los altos precios en la zona asiática [10]. Las zonas del Sur y Centro de América, se encuentran en el último lugar, tanto para consumo como para la producción, luego de África que está en penúltimo lugar con una participación del 5% [10].

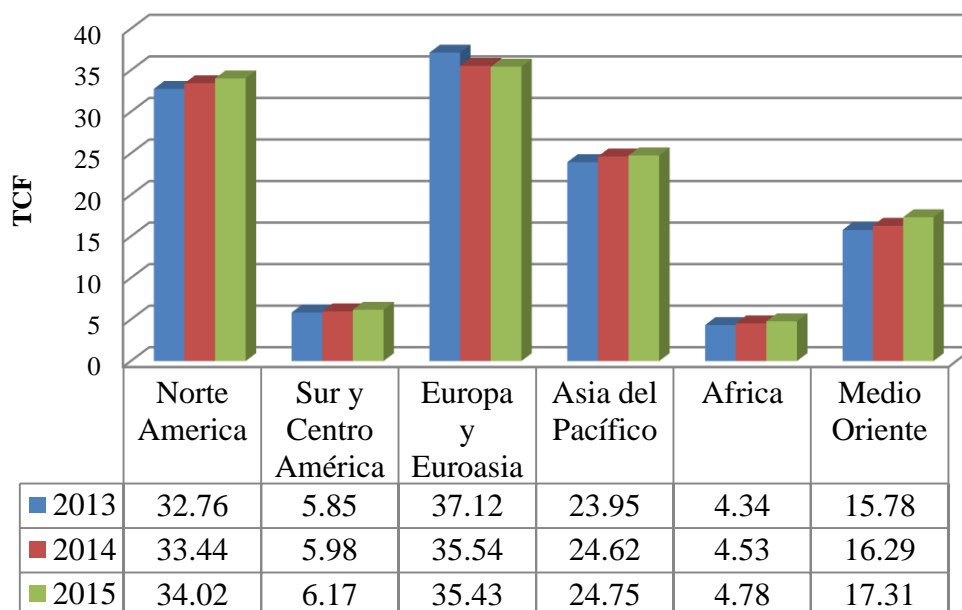


Figura N° 4 Consumo de Gas Natural en el Mundo 2013-2014-2015
Fuente: Elaboración propia en base a British Petroleum, 2016 [10]

El comercio internacional en el mundo de gas natural tiene tres principales mercados que son: Norte América, Europa y Asia, donde el gas natural se comercializa por gasoductos o gas licuado (GNL). En el primer semestre del 2016, los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (más conocida por sus siglas OCDE)³, lograron alcanzar un total en importaciones de gas natural de 9,97 TCF, que en comparación con el primer semestre del año anterior, tuvo un crecimiento de 4,6%. El gas natural que se importaba era principalmente de Noruega y Alemania, los cuales tenían una participación de 9,9% y 9,4% respectivamente [5].

En cuanto a las exportaciones de la OCDE, en el primer semestre del 2016 estas fueron de 10,44 TCF de gas natural, obteniendo un aumento de 3,5% con respecto al primer semestre del 2015, siendo los principales importadores de este gas natural Austria, Estados Unidos y Alemania con 0,77, 1,44 y 2,4 TCF respectivamente [5].

1.2.2. Mercado del GN en el Perú

En el mercado peruano, la producción de gas natural se ha concentrado principalmente en tres zonas: la cuenca de Talara/Sechura en la Costa Norte, la cuenca de Ucayali y la cuenca de Camisea en Cusco. Sin embargo, es a partir del descubrimiento de

³ Es una organización conformada por 35 países en la actualidad, que tiene como objetivo promover políticas que mejoren el bienestar económico y social de las personas en el mundo.

esta última que la participación del gas natural ha aumentado de manera importante en el mercado energético nacional. Es así que el porcentaje de producción de gas con respecto a las reservas probadas pasó del 53 % en el 2005, a un 95,4 % para el final del primer semestre del 2016. Para este mismo periodo, su producción fiscalizada fue de 1 242,1 MMPCD, que significó un crecimiento del 2,8 % con respecto al primer semestre del 2015. La que le sigue en producción es la cuenca de Talara/Sechura con una participación de 2,8% fiscalizando 36,79 MMPCD de gas natural para el mismo periodo [5].

Como se muestra en la Figura N° 5, para la producción de gas natural el número de empresas que realizaban esta actividad aumentó significativamente con el ingreso de Camisea, siendo Pluspetrol Corporation la empresa con mayor producción con una participación del 85,7%, que significó un total de 0,39 TCF (61% del lote 88 y 39 % del lote 56) para fines de junio del 2016. Para la misma fecha, la segunda empresa con mayor producción fue Repsol con una participación de 9,8% que equivale a 0,044 TCF [5].

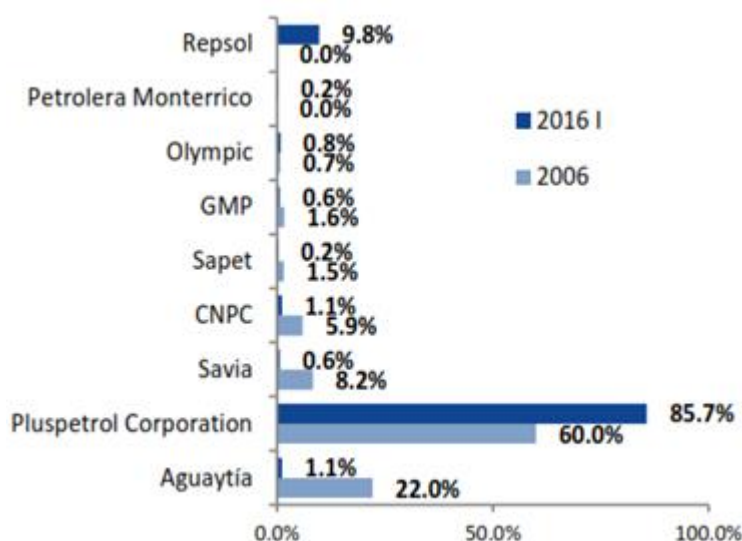


Figura N° 5 Participación por Empresa en la Producción Fiscalizada de Gas Natural (%), 2006 -2016 I
Fuente: OSINERGMIN, 2016 [5].

En lo que se refiere a líquidos de gas natural (LGN), estos se producen principalmente en los lotes 88, 56 y 57 en Camisea, donde la producción diaria para el primer semestre del 2016 fue de 90,2 Mil Barriles Por Día (MBPD), lo cual significó una caída de 3,4 % con respecto al primer semestre del año anterior, mientras que la producción total para ese mismo semestre fue de 16 420 Miles de Barriles (MBL), mostrando una caída de 2,8% respecto al primer semestre del 2015. El segundo productor de líquidos fue el lote

31 C, que se encuentra en la Selva Sur, con un total de 277 MBL para el mismo periodo [5].

Por otro lado, la demanda de gas natural se ha concentrado principalmente en Lima Metropolitana y Callao, gracias al gasoducto que viene desde la Selva del Perú (Camisea), en el cual tenemos diferentes sectores que consumen de esta fuente de energía como clientes residenciales, comerciales, industriales, gas natural vehicular (GNV) generadoras eléctricas. En total, para la segunda mitad del 2016 se registraron 395 mil usuarios, teniendo un crecimiento significativo de 14,7 % con respecto al segundo semestre del 2015 [5].

Como se puede ver en la Figura N° 6 en el primer semestre del 2016 hubo 389 619 clientes conectados para el sector residencial, siendo el sector con mayor número de clientes, el cual tuvo un aumento del 14,7 % con respecto al mismo periodo del mes anterior. El segundo sector con más clientes es el comercial, el cual para el mismo periodo tuvo 5 461 clientes conectados y finalmente los sectores con menor cantidad de clientes son los industriales, generadores eléctricos y gasocentros, con un total de 638 usuarios conectados entre los tres [5].

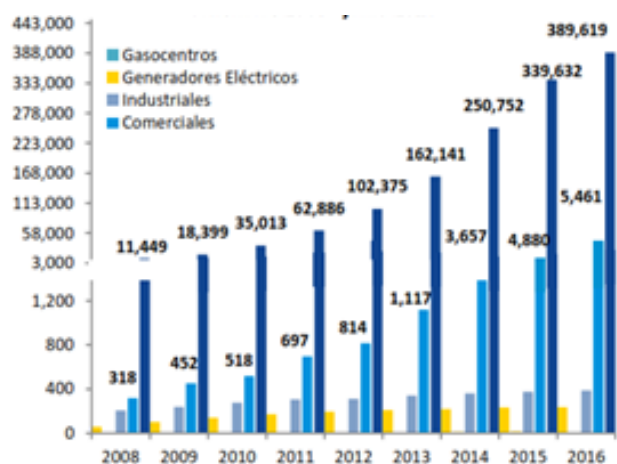


Figura N° 6 Número de Clientes por Sector Económico Diciembre 2008 - Junio 2016
Fuente: OSINERGMIN, 2016 [5].

En la Figura N° 7 se puede visualizar el volumen de gas natural consumido diariamente por los usuarios para junio del 2016 que fue de 536,80 MMPCD, el cual representó un aumento de 4,81% con respecto al mismo periodo del año 2015. El sector que cuenta con un mayor volumen de consumo es el sector eléctrico, con un total de 364

MMPCD, el cual representa una participación del 67,8% [5]. El sector de menor consumo, pese a la gran cantidad de clientes conectados, es el residencial con un volumen de 6,49 MMPCD, un poco más del 1% del total. Este último sector, sin embargo, mostró un importante crecimiento en el 2016 con respecto al año 2015 (30,73%) [5].

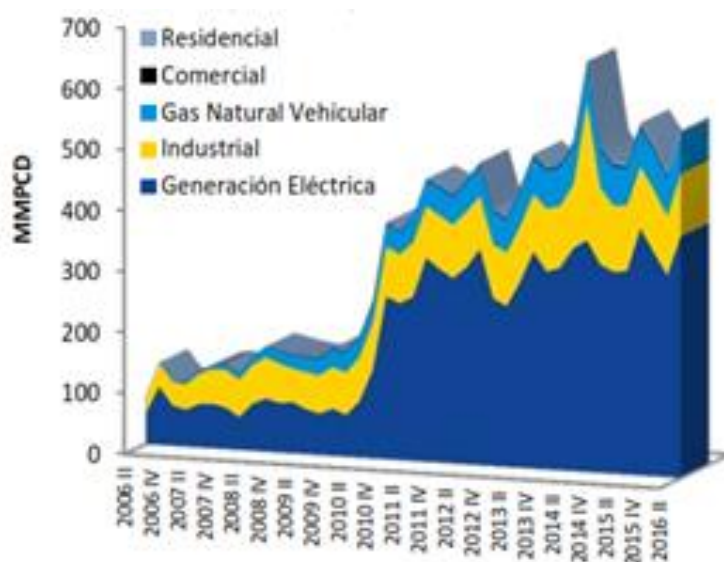


Figura N° 7 Volumen de Gas Natural Distribuido por Sector (MMPCD) I 2006- I 2016
Fuente: OSINERGMIN, 2016 [5].

1.3. La minería en el Perú

En la **Tabla N° 2** se muestra las principales variables económicas en el sector minero, se puede ver que el PBI minero en el 2016 con respecto a los años anteriores ha crecido (21,20%), es decir que es un sector que contribuye de manera importante al PBI nacional. Otro punto importante que también se debe resaltar es que se obtuvo una balanza comercial positiva de USD. 1 730 millones, esto significa que para el 2016 se logró tener un mayor número de exportaciones que importaciones de minería [11].

PRODUCTO / PRODUCT	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 ^v
PBI (Var % Real) <i>GDP (Real % Change)</i>	8.52	9.14	1.05	8.45	6.45	5.95	5.85	2.39	3.32	3.90
PBI Minero (Var % Real) <i>GDP (Real % Change)</i>	3.76	7.15	-2.12	-2.72	-2.12	2.51	4.26	-2.23	15.66	21.20
Inflacion Tasa % <i>Inflation (Rate)</i>	1.78	5.79	2.94	1.53	3.37	3.66	2.81	3.25	3.55	3.59
Tipo de Cambio Promedio (S/. Por USD \$) <i>Average Exchange Rate (S/. For US\$)</i>	3.13	2.92	3.01	2.83	2.75	2.64	2.70	2.84	3.19	3.38
Exportaciones (US\$ MM) <i>Exports (US\$ MM)</i>	28,094	31,018	27,071	35,803	46,376	47,411	42,861	39,533	34,236	36,838
Exportaciones metalicas (US\$ MM) <i>Metallic Exports (US\$MM)</i>	18,730	19,513	17,570	23,497	29,623	30,035	26,376	22,939	21,139	23,817
Importaciones (US\$ MM) <i>Imports (US\$ MM)</i>	19,591	28,449	21,011	28,815	37,152	41,018	42,356	41,042	37,385	35,107
Balanza Comercial (US\$ MM) <i>Trade Balance (US\$ MM)</i>	8,503	2,569	6,060	6,988	9,224	6,393	504	-1,509	-3,150	1,730

Tabla N° 2 Principales variables económicas de la minería peruana
Fuente: MINEM, 2017 [11]

En la Tabla N° 3 se puede visualizar cuales son las posiciones del Perú en el ranking de Latinoamérica y el mundo con respecto a la producción minera. Como se ve los minerales que se encuentran en las mejores posiciones son el cobre, plata y zinc los cuales se encuentran en la posición número 2 de la producción en todo el mundo. Seguido por otros minerales que también se encuentran en el top 10 como el oro, plomo, molibdeno, cadmio y estaño [11].

Producto	Latinoamérica	Mundo
Cobre	2	2
Plata	2	2
Zinc	1	2
Oro	1	6
Plomo	1	4
Molibdeno	2	4
Cadmio	2	8
Estaño	3	6

Tabla N° 3 Posición del Perú en el ranking mundial de producción minera 2016
Fuente: MINEM, 2017 [12]

En la Figura N° 8 se muestra el mapa del Perú con las principales minas que se encuentran en producción, dentro de las cuales las principales minas que se encuentran en la Macro región Sur son Cerro Verde (producción de cobre) a cargo de la empresa Sociedad Minera Cerro Verde, Cuajone y Toquepala (producción de cobre) a cargo de la empresa Southern Peru Copper Corporation, las Bambas (producción de cobre) a cargo de la mina Las Bambas.



Figura N° 8 Principales minas en producción del Perú
Fuente: MINEM, 2017 [11]

1.3.1. Minería metálica en el Perú

En la Figura N° 9 se muestra cuanto es la variación de la producción de todo el año 2016 con respecto al año anterior. Como se puede observar el mineral metálico que tuvo un mayor crecimiento para el 2016 fue el cobre con un 38,40% (2 353 859 TMF), seguido por el molibdeno con 27,80% (25 757 TMF). Mientras que otros minerales metálicos cayeron en su producción con respecto al año pasado como el zinc, plomo y estaño [2].

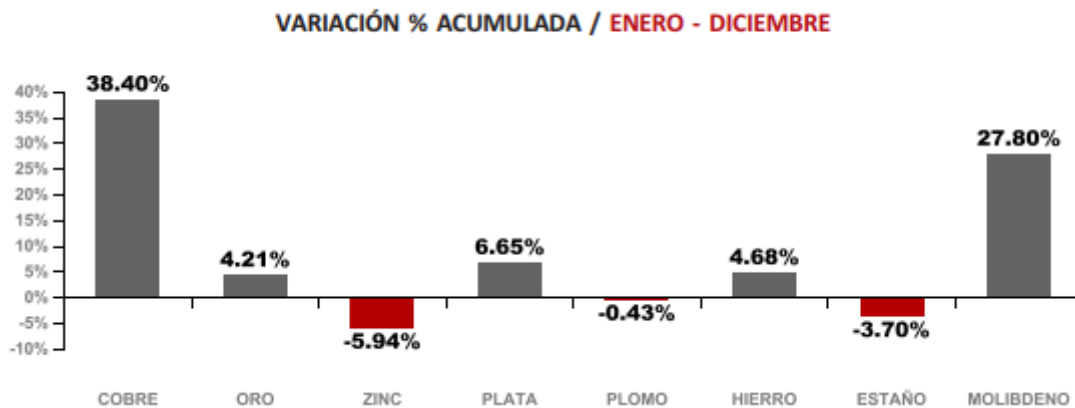


Figura N° 9 Variación acumulada de la producción de la minería metálica del Perú (2015-2016)
Fuente: MINEM, 2016 [2]

En la Figura N° 10 se muestra cuanto es la variación del volumen de exportaciones del 2016 con respecto al 2015, se puede ver que el cobre es el producto que más creció en volúmenes de exportación con un 47% (2 234 miles de toneladas para el 2016), seguido por el molibdeno con 40,77%. El mineral metálico que más disminuyó su volumen de exportación fue la plata con una caída de 22,51% [2].

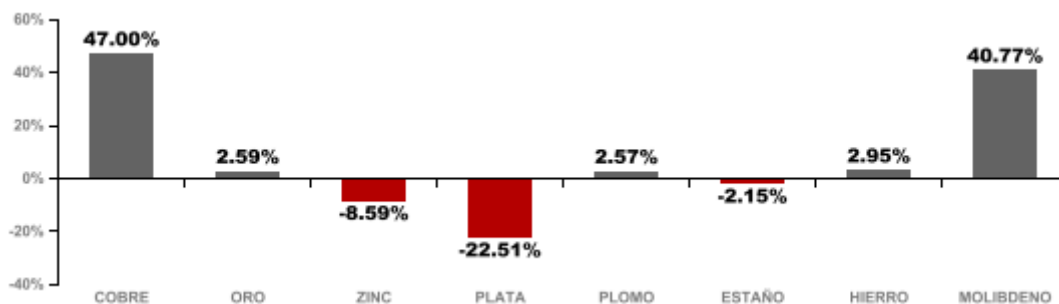


Figura N° 10 Variación de las exportaciones mineras metálicas del Perú (2015-2016)
Fuente: MINEM, 2016 [2]

En la Figura N° 11 se muestra que la participación de la exportación de productos mineros en el total de exportaciones es de 64,91%, es decir la minería es el sector que produce mayores ingresos al Perú y por ende promueve el desarrollo económico. En total para el 2016 solo por exportaciones de minerales metálicos se obtuvo un total de USD. 19 272 millones [2].

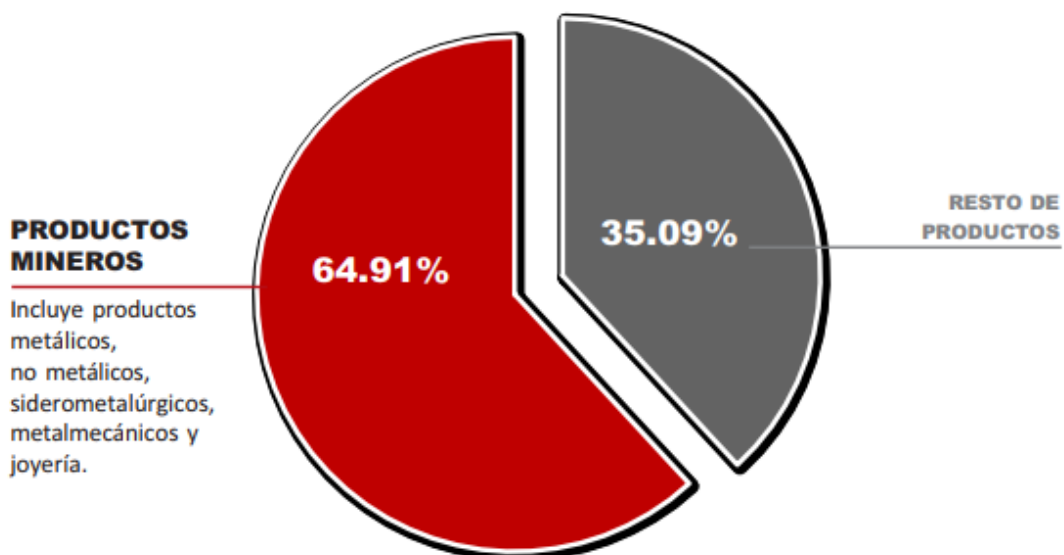


Figura N° 11 Participación de la minería en las exportaciones del Perú 2016
Fuente: MINEM, 2016 [2]

1.3.2. Minería de cobre en el Perú

En la Tabla N° 4 se muestra cuanto es la producción de cobre por cada región que hay en el Perú para el año 2016 y también ver cuánto es su variación con respecto al año pasado. Como se ve Arequipa una región de la zona sur del país se encuentra como primer productor de cobre con 524 024 TMF, que fue principalmente gracias a la mina Cerro Verde. Otras minas de la zona sur del país como Cusco, Apurímac, Moquegua y Tacna se encuentran entre los principales productores de cobre con una participación importante en el total de producción de cobre del Perú [2].

PRODUCTO / REGIÓN	2015	2016	Part%	Var%
COBRE / TMF	1,700,817	2,353,859	100%	38.40%
AREQUIPA	257,663	524,024	22.26%	103.38%
ANCASH	422,257	454,447	19.31%	7.62%
CUSCO	309,423	354,838	15.07%	14.68%
APURIMAC	6,667	329,368	13.99%	+
JUNIN	203,529	190,007	8.07%	-6.64%
MOQUEGUA	183,117	174,918	7.43%	-4.48%
TACNA	139,851	137,941	5.86%	-1.37%
PASCO	46,896	61,992	2.63%	32.19%
ICA	42,088	43,155	1.83%	2.54%
CAJAMARCA	30,710	32,303	1.37%	5.19%
LIMA	30,678	28,459	1.21%	-7.23%
HUANCAVELICA	21,933	14,670	0.62%	-33.11%
PUNO	2,933	3,717	0.16%	26.74%
HUANUCO	1,363	1,788	0.08%	31.20%
LA LIBERTAD	1,320	1,524	0.06%	15.44%
AYACUCHO	388	705	0.03%	81.72%

Tabla N° 4 Producción de cobre por región, 2015-2016
Fuente: MINEM, 2016 [2]

En la Tabla N° 5 se muestra las reservas probadas y probables que se tiene por cada región del país, como se puede ver tres regiones del sur se encuentran en los primeros lugares. Moquegua en primer lugar cuenta con un total de 21 779 mil TM en reservas probables y probadas. Arequipa en segundo lugar cuenta con 15 403 mil TM, mientras que Tacna en tercer lugar esta con 14 396 mil TM. Además, otras dos regiones del sur (Cusco y Apurímac) se encuentran en el top 10 de las reservas probadas y probables [11].

RESERVAS DE COBRE SEGÚN REGIÓN (MILES DE TM)
COPPER RESERVES BY REGION (THOUSAND OF MT)

REGIÓN / REGION	PROBABLE	PROBADA	TOTAL
MOQUEGUA	9,485	12,294	21,779
AREQUIPA	9,965	5,438	15,403
TACNA	3,364	11,032	14,396
JUNIN	3,506	3,623	7,129
ANCASH	4,281	2,654	6,936
CUSCO	3,112	3,247	6,359
APURIMAC	2,169	2,977	5,146
PASCO	1,631	716	2,346
ICA	249	183	432
LIMA	217	112	329
HUANCAVELICA	129	188	317
LA LIBERTAD	283	9	292
CAJAMARCA	34	227	261
PUNO	41	22	63
AYACUCHO	12	3	15
HUANUCO	7	7	13
PIURA	1	0	1
TOTAL	38,486	42,733	81,219

Tabla N° 5 Reservas de cobre por región del Perú
Fuente: MINEM, 2017 [11]

En la Figura N° 12 se puede ver que el mineral que más se exporta para el 2016 es el cobre con una participación del 42,16% con respecto a los demás minerales. El cobre

representó en valor de exportación USD. 19 272 millones con un 35,2% de la participación del total exportado [2].

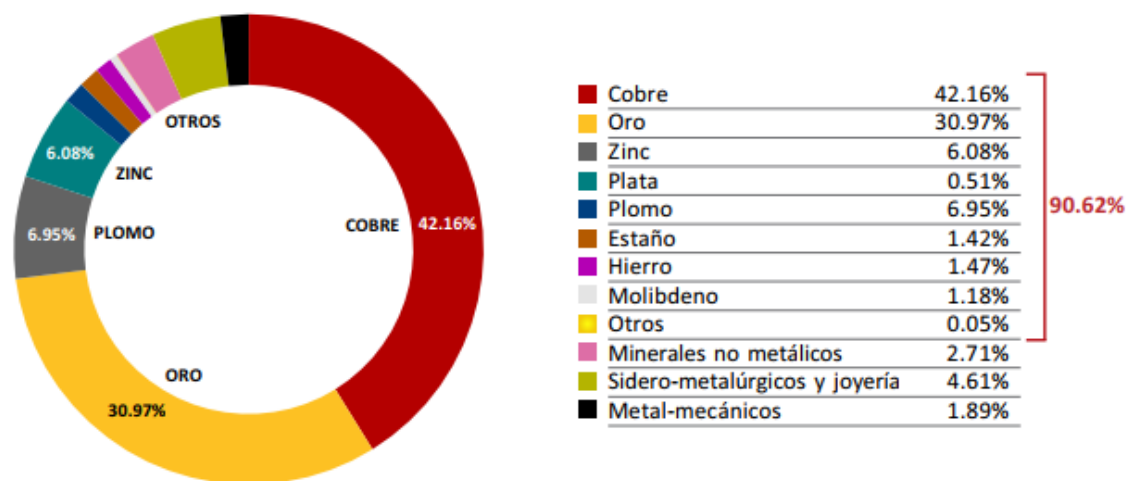


Figura N° 12 Participación de los minerales metálicos en las exportaciones, 2016
Fuente: MINEM, 2016 [2]

1.4. Procesos de producción de cobre

1.4.1. Extracción de cobre

1.4.1.1. Minería a tajo abierto

Este tipo de extracción se usa cuando los yacimientos se encuentran ubicados cerca de la superficie, y el material que cubre el mineral pueda extraerse fácilmente por la explotación de la zona. Este método permite utilizar equipos de gran dimensión, ya que la extracción es al aire libre, pero la desventaja de este tipo de minería es el clima [12].

El tajo abierto es como un gran tazón que va creciendo en profundidad y lados a medida que la operación también lo hace. A pesar de que la minería a tajo abierto tiene un principio básico necesita un correcto planeamiento y mucha inversión [12].

Para la explotación uno de los elementos más importantes en su planificación es el ángulo del talud o tajo (Figura N° 13), que permitirá determinar la seguridad y rentabilidad de la mina [12].

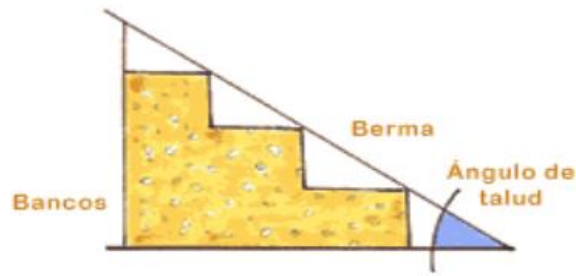


Figura N° 13 Elementos de una Mina a Tajo Abierto
Fuente: Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, 2011 [12].

- Perforación

Para la extracción del mineral, se comienza con la perforación de los bancos que son de aproximadamente 18 m de profundidad, estas perforaciones tienen una distancia entre sí de 8 a 12 m formando una malla de perforación. Siendo este el lugar donde se introducirá los explosivos y así poder fragmentar las rocas [13].

- Voladura

En los hoyos hechos en la perforación se carga con explosivos y se coloca detonantes eléctricos que son manejados mediante un control remoto. Una vez cargados los explosivos se utiliza una serie de detonaciones controladas en intervalos de tiempo, así logrando el objetivo de fragmentar las rocas de un tamaño suficiente (menor a 1 metro de diámetro) para que puedan ser cargadas y transportadas hacia el siguiente proceso [13].

- Carguío

Una vez fragmentadas las rocas, se utilizan camiones de gran tamaño con palas (eléctricas o hidráulicas) o cargadores frontales para llenar los camiones de transporte de manera continua. Para llenar un camión se necesita aproximadamente 3 pases, ya que estas palas tienen capacidad para levantar hasta 100 toneladas de material en una sola vez [13].

- Transporte

Luego de que los camiones son cargados el mineral fragmentado va a diferentes destinos dependiendo de su contenido. El material que tiene contenido metálico se transporta hasta el chancado y luego a los distintos tratamientos físicos y químicos necesarios para obtener el producto final. El material sin contenido metálico es transportado a las zonas asignadas como botaderos. Finalmente, al material con baja concentración de mineral se transporta a un almacenamiento, y así utilizarlo en el futuro cuando pueda ser aprovechado [12].

1.4.1.2. Minería Subterránea

Esta extracción se utiliza cuando la superficie de rocas que cubre al mineral tiene un gran espesor por lo que es muy dificultoso y costoso removerlo. Se usa principalmente cuando las zonas donde se encuentra el mineral son muy complicadas de llegar por su profundidad y estreches [13].

Para acceder al mineral se perfora la roca a través de perforaciones horizontales (túneles o galerías), verticales (piques o chimeneas), inclinadas (rampas) para luego realizar la voladura por medio de explosivos y así darle la forma que se desea. Estas perforaciones deben ser ventiladas y estar despejadas. Una vez realizada la tronadura (voladura), se extrae el material fragmentado y se estabilizan las paredes y techos del lugar dependiendo de las características que tenga el terreno [13].

En este tipo de minería no extrae material sin contenido metálico, debido a que es más costoso que la minería a tajo abierto. El método más utilizado para la extracción es el hundimiento por bloques en el cual se aprovecha la gravedad al máximo. Básicamente es realizar una voladura secuencial mediante explosivos para lograr la división de un gran cuerpo mineralizado y convertirlo en fragmentos que caen por gravedad y así puedan ser retirados de manera manual o con equipos especiales [13].

Una vez retirados los vierten en los piques para que así puedan llegar al siguiente nivel, donde hay sistemas de parrillas que solo permiten pasar mineral de un tamaño determinado y los que exceden el tamaño son reducidos. Luego estos pasan al transporte, en donde se carga mediante un sistema hidráulico el mineral a un ferrocarril que puede llegar a transporta unas 1,300 toneladas por viaje hasta la superficie [13].

1.4.2. Producción de cobre

1.4.2.1. Chancado

Una vez que el mineral es extraído se transporta a la planta de procesamiento donde antes de realizarle los tratamientos físicos y químicos, se le reduce el tamaño al mineral mediante el chancado. Normalmente se realiza en seco y consta de dos o tres etapas [14]. La etapa de chancado se realiza a través de máquinas pesadas con una velocidad muy baja y grandes presiones. Esta presión se ejerce por medio de una mandíbula contra una

superficie fija, de esta manera se fracturan las rocas para luego pasar a una parte inferior de la máquina por medio de la gravedad, donde se seguirá fracturando por la presión ejercida en las rocas [14].

Los chancadores se pueden clasificar de acuerdo al tamaño del material fragmentado. Los chancadores primarios se encargan del material recibido del carguío con pedazos de un tamaño máximo de 1,5 metros, donde luego de pasar por este equipo se reducen a un tamaño de 20 cm aproximadamente. En los chancadores secundarios el material de entrada es el del chancador primario para reducirlo a un tamaño de 8 cm aproximadamente. Finalmente, un chancador terciario toma el producto del secundario para disminuir su tamaño hasta 1,5 cm [14].

1.4.2.2. Molienda

Esta etapa se utiliza específicamente para los materiales sulfurados encontrados en los yacimientos, que son sulfuros de cobre y fierro mezclado con distintos elementos como la bornita, calcopirita, enargita, tetraedrita, entre otros [13]. Luego de que los fragmentos salgan del chancador, pasan a la molienda en donde se obtiene la granulometría con un tamaño máximo de 0,18 mm. De esta manera se obtiene la mayor proporción del mineral de cobre y se elimina gran parte de las impurezas [13].

La molienda se realiza mediante grandes molinos giratorios, las cuales se pueden encontrar de dos maneras diferentes. La primera es la molienda convencional el cual recibe el mineral del chancador terciario, este molino puede tener en su interior barras o bolas de acero los cuales giran y trituran el mineral que a su vez esta mezclada con agua. Este proceso demora aproximadamente 20 minutos y llega a reducir el 80% del mineral a un tamaño de 0,18 mm. El segundo es la molienda SAG, la cual cuenta con un molino semiautógeno, los cuales son equipos de mayor tamaño y eficiencia que los convencionales. El mineral viene del chancador primario y se mezcla con agua y cal. El material es reducido por el mismo material mineralizado de distintos tamaños y también por bolas de acero que son lanzadas desde la parte superior de manera natural cuando gira logrando una molienda más efectiva y con menor consumo de energía, para finalmente ir a la etapa de flotación [13].

1.4.2.3. Flotación

Este es el proceso que sigue de la molienda, en el cual ya viene incorporado con reactivos necesarios para el proceso de flotación. Una vez con estos reactivos se introduce en unos recipientes como piscinas llamados celdas de flotación [13]. Una vez con el material mezclado con los reactivos dentro de la celda de flotación se hace burbujear aire desde el fondo y se agita constantemente la mezcla. De esta manera las burbujas atrapan consigo los minerales sulfurados y rebasan del borde de las celdas y se dirigen a través de canaletas al siguiente proceso [13]. Este proceso se repite varias veces con el objetivo de tener un producto con mayor concentración [13].

1.4.2.4. Lixiviación/Extracción por solventes/Electroobtención

Estos procesos se utilizan cuando el cobre está en minerales oxidados, por lo que es necesario utilizar estas tecnologías. Luego del proceso de chancado primario y secundario, el mineral pasa por la primera fase, la lixiviación, la cual tiene como objetivo separar el cobre del mineral oxidado mediante el uso de soluciones ácidas. El mineral chancado es llevado a un lugar donde es irrigado por agua y ácido sulfúrico (proceso de curado), posteriormente este material es ordenado en forma de desmonte la cual será llamada pila de lixiviación [13].

Debajo de esta pila se coloca una membrana, la cual tiene un sistema de drenajes, y encima de la pila se coloca un sistema de riego por goteo y aspersores la cual rocía una solución de agua con ácido sulfúrico, el cual disuelve el cobre contenido en el mineral y es llevada a través del sistema de drenajes hacia la siguiente fase [13].

La siguiente etapa es la extracción por solvente, que tiene por objetivo aumentar la pureza de cobre, a través de extracción iónica. Para esto lo que viene de la lixiviación se mezcla con una solución de resina orgánica y parafina. Donde las resinas atrapan los iones de cobre formando un compuesto de resina-cobre y lo que no fue atrapado es una solución con baja concentración de cobre que se llama refino, que es llevada nuevamente al proceso de lixiviación para extraer la mayor concentración de cobre posible [13]. Este compuesto de resina-cobre se trata con una solución electrolito con alto contenido de ácido lo cual

genera que el cobre se desprenda de la resina y sea atrapada por el electrolito, así teniendo una mayor concentración de cobre y pueda ser llevado a la última fase [13].

La última fase es la electroobtención, que se encarga de obtener un cobre con una pureza del 99,99% a través de un proceso que recupera el cobre disuelto de una solución con concentrado de cobre. Una vez que se obtiene la solución electrolítica de la fase anterior, estos son llevados a celdas que tienen en su interior placas metálicas de 1 m² [13]. Las placas metálicas están compuestas de ánodos (placas de plomo) y cátodos (placas de acero inoxidable) y todas están conectados formando un circuito por donde pasa la corriente eléctrica, de esta manera el cobre de carga positiva es atraído por el cátodo que es un polo negativo [13]. Este proceso dura entre seis y siete días, logrando obtener cobre con una pureza del 99,99%, donde el 0,01% de impurezas es principalmente azufre y cada cátodo contiene un aproximado de 70 a 80 kg de cobre [13].

1.5. Consumo energético de la minería del cobre

Debido a que no se cuenta con un análisis específico del consumo energético de la minería de cobre para el caso peruano, en la presente sección se presenta el análisis del consumo energético de la minería de cobre del caso chileno para el año 2016, el cual fue seleccionado debido a que Chile es el primer productor de cobre en el mundo y tiene un sector minero similar al peruano.

En el Figura N° 14 se puede ver la producción de cobre y consumo de energía en Chile para un período del 2001 al 2016, donde para este último año la producción de cobre fue de 5,6 kilo toneladas métricas de cobre fino (KTMF) y su consumo total de energía fue 168 572 TJ, de los cuales un 47,6% presenta el consumo de energía por combustibles (80 256 TJ), mientras que el consumo de energía por electricidad fue un 52,4% (88 316 TJ) [15].

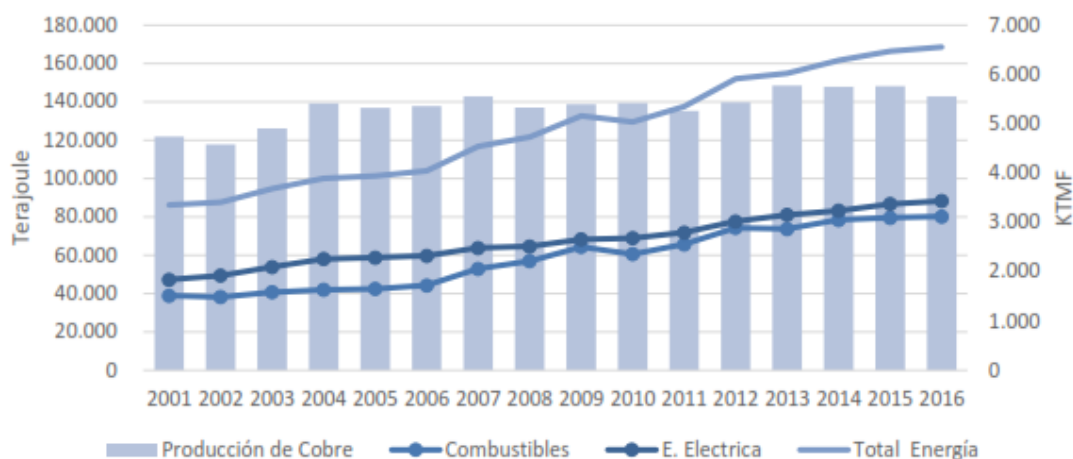


Figura N° 14 Producción de cobre y Consumo de Energía en Chile 2001-2016
Fuente: Comisión Chilena de Cobre, 2017 [16].

En la Tabla N° 6 se puede observar los ratios de consumo por unidad de producción de cobre para cada tipo de fuente de energía en TJ/KTMF.

Fuente de energía	Ratio de consumo de energía por producción (TJ/KTMF)
Combustibles fósiles	14 331,42
Energía eléctrica	15 770,71

Tabla N° 6 Ratios de Consumo de Energía por Producción (TJ/KTMF)
Fuente: Elaboración propia en base a Comisión Chilena de Cobre, 2017 [15]

1.5.1. Consumo de energía por área de producción

En la Figura N° 15 se visualiza cuanto es el consumo de energía por proceso en la minería de cobre chileno para el año 2016.

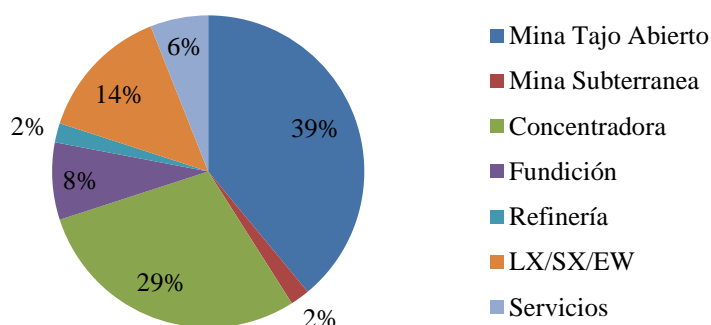


Figura N° 15 Distribución del consumo de energía por proceso, 2016
Fuente: Elaboración propia en base a Comisión Chilena de Cobre, 2017 [15]

Como se puede apreciar en la Figura N° 15, el proceso que consume mayor energía es la mina a tajo abierto la cual representa un 39% (66 078 TJ) del total, el proceso que le

sigue es la concentradora con un 29% (49 526 TJ) y el tercero es el tratamiento de minerales lixiviables que representó el 14% (23 657 TJ) [15].

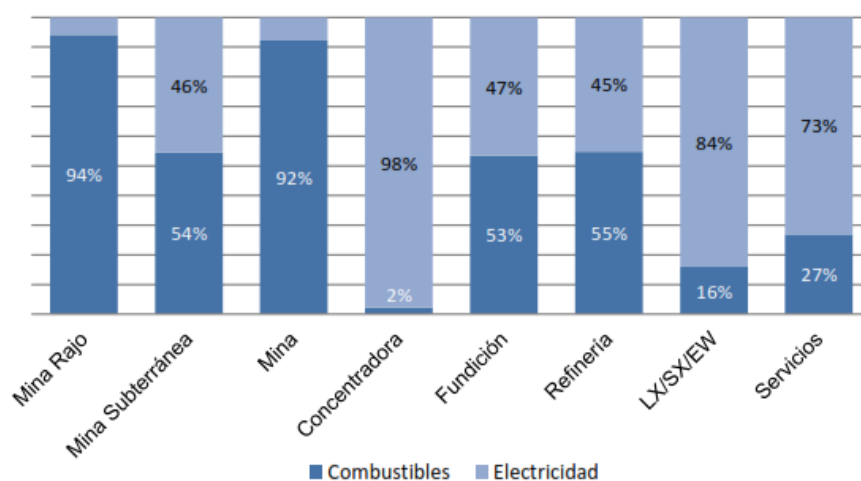


Figura N° 16 Consumo de Combustibles vs Energía Eléctrica por Proceso en Chile, 2016
Fuente: Comisión Chilena de Cobre, 2017 [15].

En la Figura N° 16 se visualiza de manera más detallada el porcentaje que se consume de combustibles y energía eléctrica por cada proceso de la minería de cobre en Chile para el 2016 [15]. Se puede observar, los procesos con mayor porcentaje de consumo de combustibles son la mina a tajo abierto, fundición y refinería. Siendo el primero el más representativo, ya que el uso de combustible para este proceso es del 94% del total de energía [15].

Por otro lado, los procesos con mayor porcentaje de consumo de energía eléctrica son la concentradora, el tratamiento de minerales lixiviables y los servicios. Siendo la concentradora la más representativa, con un porcentaje del 98% del consumo total de la energía [15].

1.5.2. Consumo de combustibles de la minería del cobre

En la Figura N° 17 se muestra el porcentaje del consumo de combustible para la minería de cobre en Chile para el 2016.

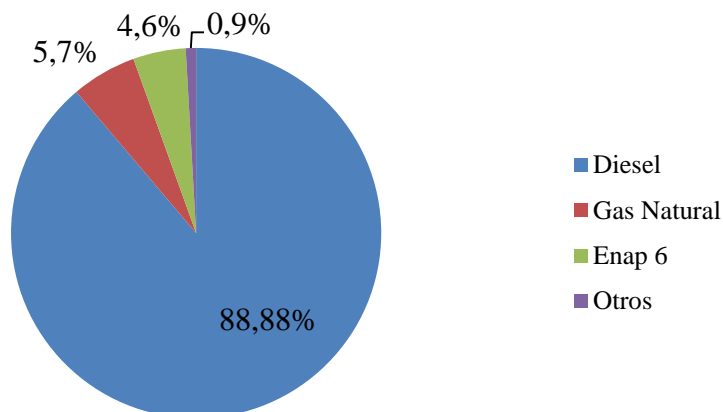


Figura N° 17 Consumo de Combustibles en 2016
 Fuente: Elaboración propia en base a Comisión Chilena de Cobre, 2017 [15]

Se observa en la Figura N° 17 que el combustible que más se utiliza en la minería de cobre es el Diésel con un 88.8% (71 285 TJ), seguido por el gas natural (5.7%) y el Enap 6 (4.6%) respectivamente [15].

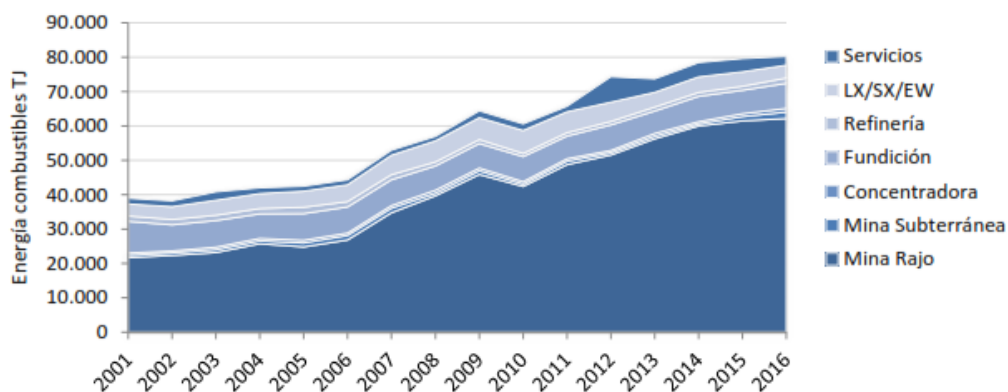


Figura N° 18 Consumo de Combustible por proceso minero, 2001-2016
 Fuente: Comisión Chilena de Cobre, 2017 [15].

En la Figura N° 18 se visualiza el consumo de combustibles por proceso para la minería de cobre en Chile para el periodo del 2001 al 2016, donde se ve que la mina a tajo abierto es el proceso que consume mayor cantidad de energía en base a combustibles con un total de 62 180 TJ, lo cual representó el 77,5 % del total de combustible utilizado para la minería cuprífera en el 2016. El segundo proceso que tiene un importante consumo de combustibles es la fundición con 7 286 TJ lo cual representó el 9,1% del total de combustibles usados para el mismo año. Finalmente, el tercer proceso con mayor demanda de combustibles fue el proceso de tratamiento de minerales lixiviables registrando para el

2016 un consumo de 3 760 TJ lo cual representó un 4,7 % del total de combustibles usados [15].

En la Figura N° 19 se puede visualizar como ha ido evolucionando el consumo unitario de los combustibles con respecto a la producción de cobre del 2001 al 2016. La minería a tajo abierto es el proceso que consume más energía por unidad de producción (toneladas métricas de cobre fino) con un poco más de 9 MJ/ TMF, el proceso que sigue es la fundición con casi 4 MJ/TMF y el tercero el tratamiento de minerales lixiviables con un poco menos de 3 MJ/ TMF [15].

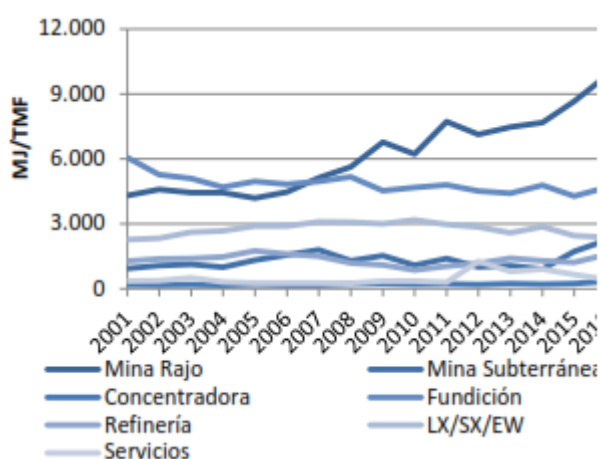


Figura N° 19 Consumo Unitario de Combustible por Tonelada Métrica de Cobre Fino (MJ/ TMF)
Fuente: Comisión Chilena de Cobre, 2017 [15].

1.5.3. Consumo eléctrico de la minería del cobre

En la Figura N° 20 se visualiza el consumo eléctrico por cada proceso de la minería cuprífera chilena para el periodo del 2001 al 2016. La concentradora representa el mayor consumo de energía eléctrica con un 54,8% (48 416 TJ) de total de energía eléctrica consumida para el 2016. El segundo proceso con mayor consumo es el tratamiento de materiales lixiviables, el cual representó un 22,5 % (19 897 TJ) del total de la energía que se consumió para el sector minero cuprífero [15].

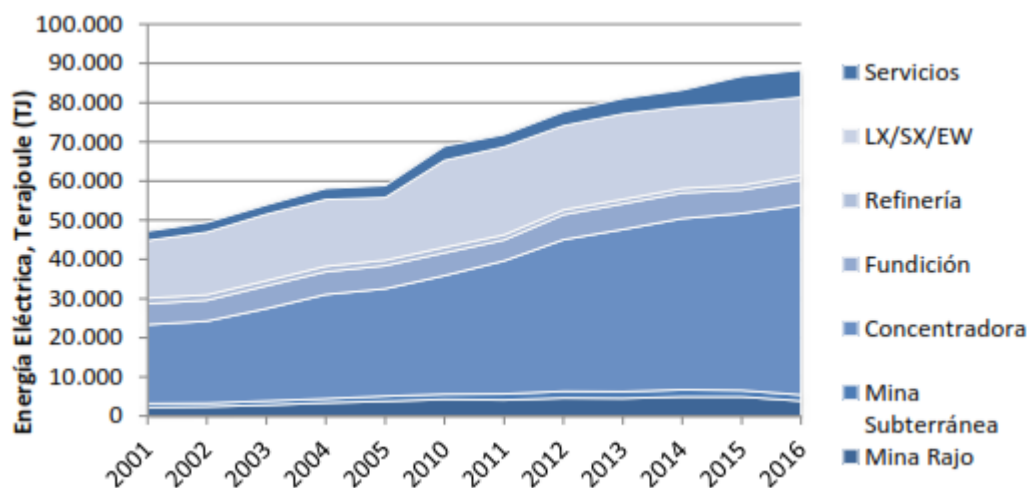


Figura N° 20 Consumo de Electricidad por Proceso Minero, 2001-2016
 Fuente: Comisión Chilena de Cobre, 2017 [15].

En la Figura N° 21 se observa la evolución del consumo unitario de energía por unidad de producción de cobre (toneladas métricas de cobre fino) en el periodo 2001-2016 para la minería cuprífera en Chile. Los procesos de la concentradora y la lixiviación de materiales son los que más energía consumen por unidad de producción, siendo aproximadamente ambas de 12 TJ/TMF [15].

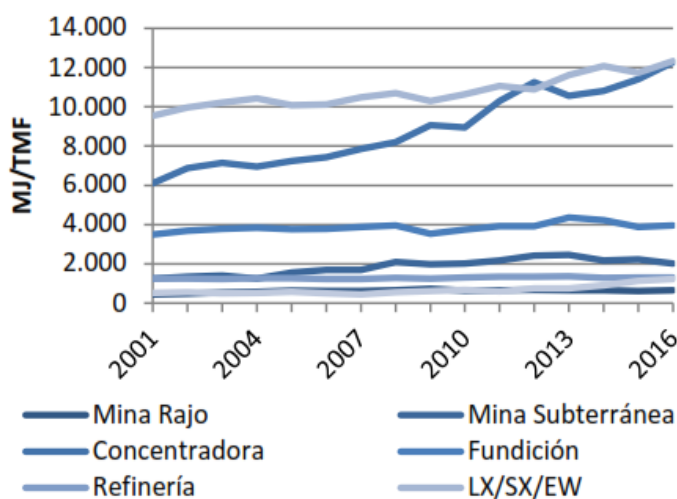


Figura N° 21 Consumo Unitario de Electricidad por Tonelada Métrica de Cobre Fino (MJ/ TMF)
 Fuente: Comisión Chilena de Cobre, 2017 [15].

1.6. La industria del gas natural licuado (GNL)

1.6.1. Definición de GNL

El gas natural licuado es el gas natural en estado líquido, para llegar a este estado es necesario enfriarlo hasta una temperatura de -161°C a presión atmosférica. El GNL que

está constituido principalmente por metano, al estar en estado líquido reduce su volumen en 600 veces lo cual permite un eficiente y económico su almacenaje y transporte [16].

La cadena de valor del GNL está compuesta por los siguientes [17]:

- **Suministro:** Es el suministro del gas natural seco desde la planta de procesamiento a través del ducto hasta la planta de licuefacción.
- **Licuefacción:** Es el proceso por el cual se refrigera el gas a temperaturas muy bajas que permiten la condensación del gas y así poder reducir su volumen hasta 600 veces.
- **Transporte:** Mayormente el transporte de GNL se da a través de buques o camiones cisternas.
- **Almacenaje:** Son depósitos donde permanece el GNL hasta ser utilizado.
- **Regasificación:** Son los puntos donde se volverá el GNL (estado líquido) a su estado inicial (estado gaseoso).
- **Distribución:** Después de realizar la regasificación, este será transportado a los usuarios finales a través de ductos.
- **Comercialización:** Serán los usuarios finales que serán comprendidos principalmente por cliente industriales, comerciales, residenciales y transporte.

1.6.2. Aplicaciones del GNL

1.6.2.1. Aplicación en el transporte terrestre

En lo que se refiere a vehículos, se puede utilizar gas natural tanto para el ciclo Otto (gasolina) y ciclo Diésel (Diésel). En el primero se aprovecha las ventajas económicas, ya que se utiliza el 100% del gas natural, aun así, si este se termina se puede utilizar el gas natural. Otra ventaja que muestra es su poca sensibilidad frente a la calidad del gas natural, es decir si es de una alta o baja calidad no afectará en gran medida a este motor. La desventaja que se tiene es la falta de potencia, la cual no es porque aún no se haya desarrollado un motor a gas natural con más potencia, sino que la inversión de las compañías va dirigida a otros intereses [18].

Mientras que los motores con ciclo Diesel, sí tienen una mayor dependencia de la calidad del gas natural, es por eso que la sustitución del gas natural puede variar entre 40% y 60% que puede llegar a un 95% si se usa un sistema de inyección de alta presión [18].

El GNL se utiliza principalmente para motores con ciclo Otto en autobuses interurbanos y logística, mientras que para los motores ciclo Diésel (dual fuel) se usa para transportes de mercancía y transporte pesado [18].

1.6.2.2. Dual Fuel Gas en la minería

El uso del GNL en camiones mineros es más sencillo ya que no se le realizan muchos cambios para introducir este sistema. Dentro de la cabina se coloca un caudalímetro y display donde se muestra la información de los sensores, detectores y control del sistema. En la parte de abajo van los tanques de GNL, y dentro del motor va el mezclador de gas, un sensor de llama y un sensor de gas, por un tema de seguridad ya que el GNL es inodoro. Dos grandes marcas utilizan el GNL en sus camiones. La primera es Caterpillar, en el cual el motor de GNL está diseñado de manera que no afecte al momento del mantenimiento, de igual manera con la marca Komatsu. Los camiones de GNL son de aproximadamente 450 galones los cuales permite trabajar por 12 horas, para luego efectuar la reposición del combustible [18].

1.6.2.3. Aplicación en el transporte marítimo

El GNL en los transportes marítimos es la solución a largo plazo para poder cumplir con la cada vez más exigente norma ambiental de reducción de gases de efecto invernadero. Hoy en día hay aproximadamente 80 buques que utilizan como combustible el GNL y van aumentando cada año. En España en las primeras operaciones de suministro se llevaba solo 2 cisternas de GNL, mientras que para el 2015 en Cartagena se suministraron 7 cisternas a cada buque con un volumen de 300 m³. Como se puede ver el consumo de GNL para el uso marítimo está aumentando y hay que buscar nuevas maneras de poder cumplir con este suministro creciente mediante un desarrollo de la logística, y así poder cumplir con todos los requerimientos [18].

1.6.3. La industria del GNL en el Perú

En el Perú Peru LNG es la primera planta de GNL ubicada en la Pampa de Melchorita, con una capacidad de 4,45 millones de toneladas por año y con un procesamiento de 620 millones de pies cúbicos por día. El gas natural seco es recibido de los yacimientos de los Lotes 56 y 57 (mercado externo) y Lote 88 (mercado interno) de Camisea, luego pasa por diferentes procesos que retiran componentes como agua, dióxido de carbono y gas ácido para finalmente pasar por la etapa de licuefacción para convertir el gas natural en estado líquido [19].

El gas en estado líquido es almacenado en tanques para después ser cargados a los buques metaneros para su exportación a los mercados de México, España, Japón, Francia, La India y Corea del Sur [19].

En la Figura N° 22 se puede ver las instalaciones de la planta de licuefacción de la Pampa de Melchorita, donde se muestra la ubicación de cada parte como la unidad de licuefacción, el almacenamiento, las instalaciones marinas, entre otras.



Figura N° 22 Instalaciones de la planta Perú LNG
Fuente: Repsol, 2000 [20]

Para el 2013, dos empresas firmaron un contrato que permitiría abastecer de GNL al mercado interno. La empresa Gases del Pacífico S.A.C tendría la concesión norte, que comprende las regiones de Chimbote, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Chiclayo, Lambayeque y Pacasmayo [21]. Mientras que Gas Natural Fenosa Perú S.A. tendría a cargo a la concesión Sur Oeste que son las regiones de Arequipa, Moquegua, Tacna e Ilo [22]. Es por

eso que para el 2017 se inauguró el cargadero en la Pampa Melchorita que cuenta con una capacidad de 240 000 galones por día de GNL, y será el encargado de abastecer a los camiones que llevarán gas natural a las 11 ciudades a través de las empresas mencionadas [23].

1.7. Motor dual diésel-GNL

El gas natural se puede funcionar de dos maneras para los vehículos, a través del GNC o GNL, pero cada uno tiene su uso particular dependiendo del tipo de ciclo del motor como se puede ver en la Figura N° 23.



Figura N° 23 Usos del GNC y GNL en los vehículos
Fuente: O., Vaggi, 2017 [18]

En la Figura N° 23 se ve que para un vehículo de transporte pesado como los camiones utilizados en minería lo más conveniente es un motor dual (diésel+GNL), ya que en estudios previos se ha demostrado que el GNL es una opción más viable para un uso a largo plazo debido al estado líquido en que se encuentra en comparación del GNC. Es por esto que en términos de potencial económico es más conveniente [24].

Los motores dual pueden funcionar de dos maneras, con el sistema estándar y el HDPI (High Pressure Direct Injection). El sistema estándar se refiere a una inyección indirecta, es decir a través de la válvula de admisión por donde también entra el aire para luego entrar a la cámara de combustión y ser utilizada, el método estándar puede llegar a sustituir de gas natural entre 50-70%. El HDPI es un mecanismo que permite ingresar a alta presión el gas natural de manera directa a la cámara de combustión, es decir a través de un inyector, y de esta manera se puede llegar a sustituir hasta el 95% de diésel [25].

1.7.1. Motor dual diésel y GNL con sistema HDPI

En la Figura N° 24 se muestra la configuración básica de un motor diésel y GNL, como se puede ver el GNL se almacena en un tanque GNL, el cual es más pequeño comparado con el de GNC pero aun así más grande que el tanque de diésel. Este cuenta con revestimiento de acero inoxidable por el interior y exterior, un material de aislamiento entres estos dos y un sistema que mantiene el tanque en vacío, esto ya que el GNL debe mantenerse a -160°C para mantener su estado líquido por lo que debe evitar la pérdida de calor [26]. La cantidad de ingreso de combustible está controlada por un software, el GNL se bombea a alta presión y se inyecta el gas natural a una presión alta a la cámara de combustión en simultáneo con el diésel como combustible piloto para lograr el encendido del motor ya que el punto de ignición del diésel es mucho menor que el gas natural [26].

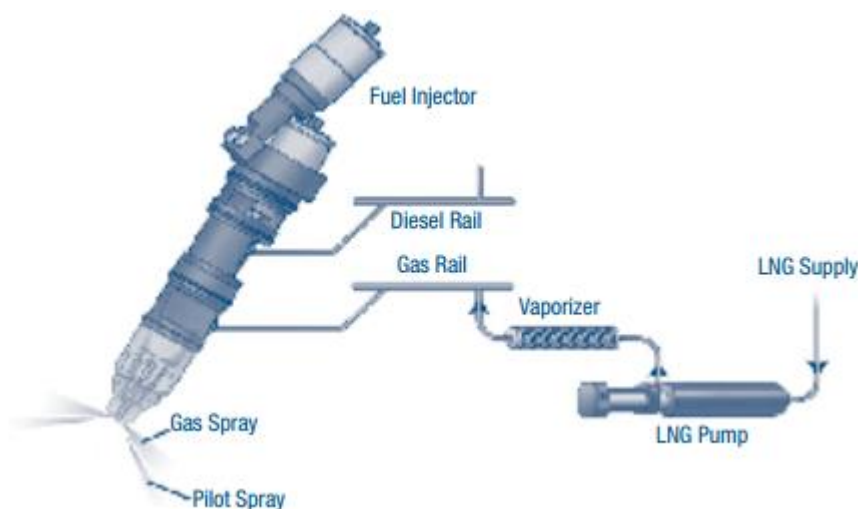


Figura N° 24 Sistema HDPI del motor dual (diésel-GNL)
Fuente: Battelle, National Renewable Energy Laboratory, 2004 [26]

En Estados Unidos en el 2002 se realizó un experimento en el cual se evaluó el desempeño de camiones con motores dual diésel y GNL, en el cual se obtuvo los siguientes resultados:

Tecnología	Uso de energía promedio por recorrido (millas/DGE)
Camiones de motor dual	4,3
Camiones nuevos con motor diésel	4,8
Camiones viejos con motor diésel	5,0

Tabla N° 7 Comparación de tecnologías (millas/DGE)
Fuente: Battelle, National Renewable Energy Laboratory, 2004 [26]

En la Tabla N° 7 se muestra una comparación de los camiones con motor dual y los camiones de motor diésel (nuevos y viejos), en el cual se muestra que los camiones viejos

para una misma cantidad de energía utilizada recorren un 6% más que los camiones nuevos, esto es debido al tipo de motor que utilizaron [26].

Los camiones GNL con respecto a los camiones diésel nuevos recorrían un 10,5% más para una misma cantidad de energía utilizada. Es decir que para una misma distancia el camión GNL necesita usar más energía que los camiones a diésel nuevos. Este resultado es bueno comparado con otras tecnologías como los motores de GNL encendidos por chispa en el cual la energía utilizada para una distancia recorrida estaba entre un 27%-37% comparada con los motores diésel [26].

1.7.2. Motor dual diésel y GNL con sistema estándar

Los motores dual diésel y GNL que cuentan con un sistema estándar dependiendo de su uso pueden dividirse en un motor dual con un solo punto de admisión y con múltiples puntos de admisión.

En la Figura N° 25 se muestra el motor dual con un solo punto de admisión el cual es más utilizado para trabajar a alta velocidad la cual se define como una velocidad de entre 1 200 y 1 800 rpm. El GNL al igual que el motor dual con sistema HDPI administra el GNL en un tanque y luego es vaporizado para introducirse al motor, con la diferencia que la entrada del gas natural se realiza a través de la válvula de admisión de aire. El gas y el aire pasaban por un mezclador para luego ingresar por la válvula de admisión, donde el flujo del combustible se regula a través de una válvula, y los sistemas de sensores y transductores monitorean la presión y temperatura del combustible y del aire, además de calcular la relación óptima de diésel y gas [27].

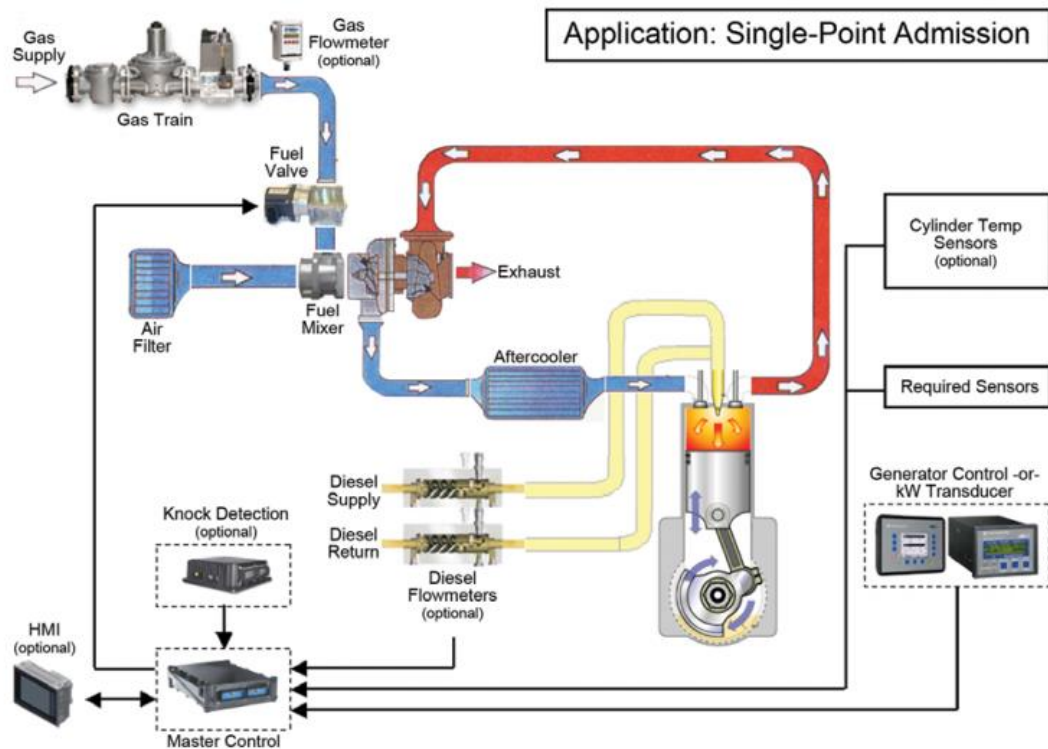


Figura N° 25 Motor dual diésel y GNL con un solo punto de admisión
Fuente: Jim Martz, 2012 [27]

La Figura N° 26 muestra un motor dual diésel y GNL con un sistema de múltiples puntos de admisión, este sistema se utiliza para motores que trabajan a baja velocidad principalmente, que funcionan generalmente a velocidades menores a 1 000 rpm. La diferencia del sistema de múltiple admisión con el de simple admisión, es una válvula que se acciona electrónicamente para el paso del gas natural. Esta válvula se coloca debido que hay un periodo de tiempo durante el ciclo del motor donde la válvula de admisión y de escape están abiertas al mismo tiempo, durante este periodo es que el cilindro se limpia con el aire frio limpio llamado barrido. Para lograr que esta operación se mantenga en un motor dual, se cierra el paso del gas natural por un periodo de tiempo para eliminar los posibles gases en el colector de escape que podría ser potencialmente peligroso y explosivo, es por eso que para cerrar el paso del gas se utiliza una válvula solenoide. En los motores de alta velocidad el tiempo de que las válvulas de admisión y cierre estén abiertas al mismo tiempo es más corto por lo que un suministro continuo de combustible es posible es por eso que se utiliza principalmente para los motores de baja velocidad [27].

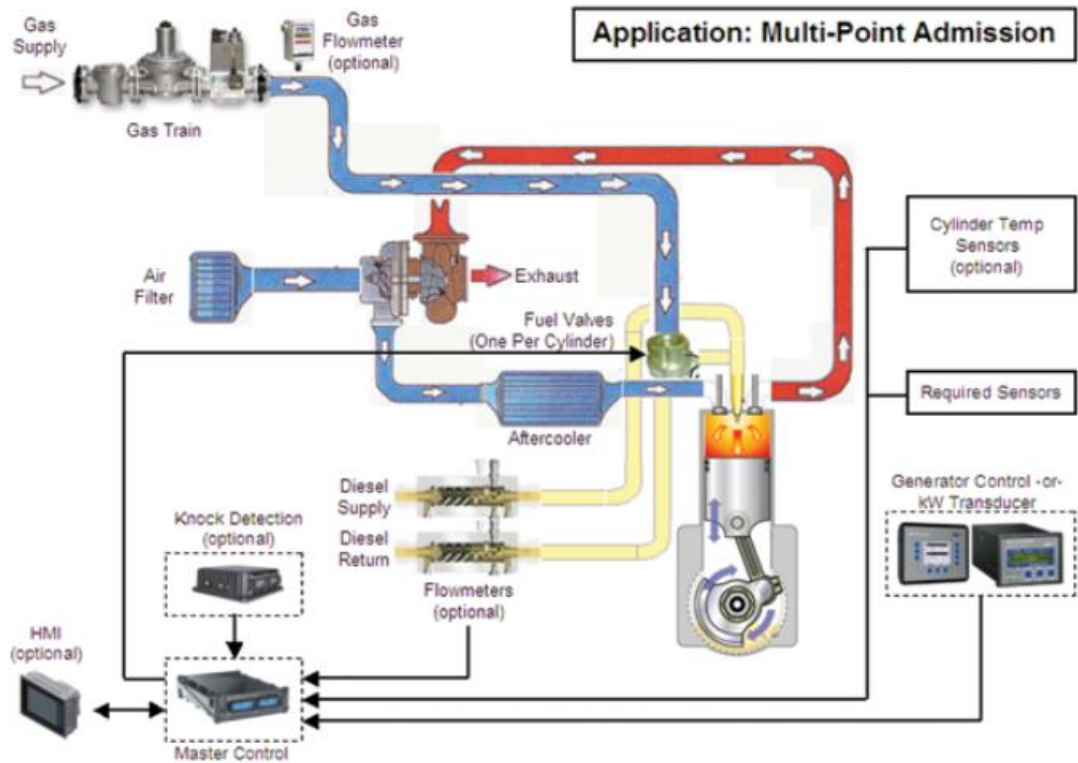


Figura N° 26 Motor dual diésel y GNL con múltiples puntos de admisión
Fuente: Jim Martz, 2012 [27]

1.8. Casos aplicados de las tecnologías del motor dual (GNL-diésel)

1.8.1. Caso Norcal prototype LNG truck

Como se mencionó anteriormente el prototipo usado fue un motor ISXG el cual fue desarrollado para su uso con GNL, el cual utiliza el sistema High Pressure Direct Injection (HDPI) desarrollado por la empresa Westport. En este sistema el GNL se bombea a alta presión a un vaporizador y se entre al motor a aproximadamente 3 000 psi junto a una pequeña cantidad de diésel que enciende el gas natural por compresión. La proporción aproximada para este motor fue que un 6 a 7% de la energía utilizada en el motor provenía del diésel y el resto del GNL. Este motor no puede volver a funcionar con diésel al menos que se retire el sistema HDPI y se vuelva a reemplazar con equipos de un motor diésel estándar [26].

En la Tabla N° 8 se muestra las especificaciones de los 12 camiones con motor dual (GNL-diésel), 7 camiones nuevos con motor diésel y 5 camiones viejos con motor diésel. Se puede ver que las especificaciones para todos los camiones son la misma, la única diferencia es el año y el modelo del motor.

La evaluación se realizó desde agosto del 2002 hasta julio del 2003, en el cual se los camiones de motor dual acumularon un total de 1,8 millones de millas pero a pesar de esto el recorrido promedio mensual para los camiones diésel fue 9% mayor que el de los camiones con motor dual.

Vehicle Systems	LNG Trucks	New Diesel Trucks	Old Diesel Trucks
Number of Vehicles	12	7	5
Fuel(s) Used	LNG, Diesel	Diesel	Diesel
Truck Manufacturer/Model	Peterbilt/378	Peterbilt/378	Peterbilt/378
Truck Year	2001	2002	1998
GVWR/GCWR (lb)	46,000/80,000	46,000/80,000	46,000/80,000
Engine Manufacturer/Model	Cummins/ISXG	Cummins/ISX	Cummins/N14
Engine Year	2001	2003	1999
Engine Rating			
Rated Horsepower	400 hp @ 1,800 rpm	400 hp @ 1,800 rpm	350 hp @ 1,800 rpm
Maximum Torque	1,450 lb-ft @ 1,200 rpm	1,450 lb-ft @ 1,200 rpm	1,400 lb-ft @ 1,200 rpm
Displacement	14.9 L	14.9 L	14.0 L
Transmission Manufacturer/Model	Fuller/RTL014610B	Fuller/RTL014610B	Fuller/RTL014610B
Fuel System Capacity			
Diesel	50 gal	50 gal	50 gal
LNG	75 gal	-	-
Emission Control Equipment	None	EGR	None

Tabla N° 8 Especificaciones de los vehículos a evaluar
Fuente: Battelle, National Renewable Energy Laboratory, 2004 [26]

Debido a que el GNL tiene menos energía por galón que el diésel, se necesita tener una unidad equivalente para poder compararlas por lo que se usó la unidad galón equivalente de diésel (GED) el cual es la cantidad de GNL que contiene la misma cantidad de energía que un galón de diésel. La cantidad de GNL que contiene la misma cantidad de energía que un galón de diésel es 1,67 galones de GNL [26].

En la Figura N° 27 se muestra una comparación entre los camiones dual, camiones diésel viejo y camiones diésel nuevos. En el cual se ve cuanto cuánto recorre cada uno con la misma cantidad de energía (galón de diésel equivalente), y se encontró que los camiones dual presentan un promedio de 4,3 millas por GDE, mientras que los camiones diésel nuevos y camiones diésel viejos obtuvieron 4,8 y 5 millas por GDE respectivamente. Esto era de esperarse ya que el galón de GNL contiene menos energía que el de diésel, los camiones dual tienen una energía equivalente de combustible 10,5% más bajo que los nuevos camiones diésel. El cual es un buen resultado comparado con otra tecnología como los motores de GNL encendido por chispa los cuales mostraron una energía equivalente de combustible de 27-37% más bajo que los camiones diésel [26]. Si se quiere ver con más detalle los consumos de GNL y diésel para cada camión ver en la Tabla A- 4.

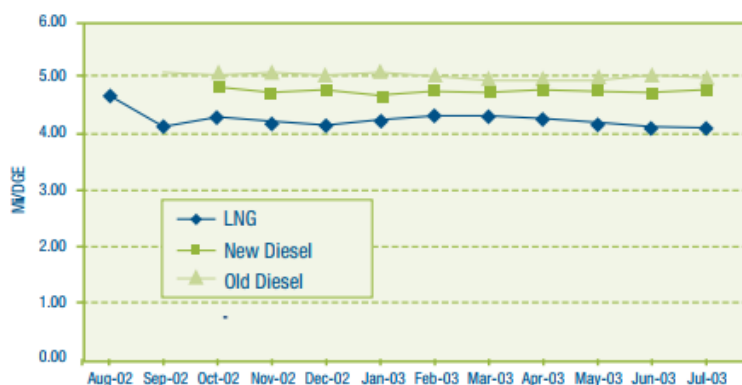


Figura N° 27 La economía de combustible por cada tipo de camión
Fuente: Battelle, National Renewable Energy Laboratory, 2004 [26]

Para esta evaluación el costo de GNL fue alto debido a que se obtenía de un lugar lejano es por eso que el costo fue de USD 1,18 por galón de GNL lo que equivale a USD 2,27 por GED. Mientras que el diésel cuesta un promedio de USD 1,45 por galón. El precio de GNL puede bajar si se obtiene de fuentes más cercanas lo que permitiría un mayor aprovechamiento del motor dual [26].

En la Tabla A- 5 se puede ver que los costos de mantenimiento de los camiones dual son mayores que los camiones diésel nuevos, ya que el costo de mantenimiento fue de USD 0,096 y 0,042 USD por milla respectivamente. Es decir, los camiones dual tienen un costo de mantenimiento 2,3 veces más alto que el camión diésel nuevo. Pero esto es comprensible ya que cuando ingresa una nueva tecnología se tiene costos de mantenimiento importantes, además tomar en cuenta que el recorrido de los camiones dual fue mayor que los camiones diésel nuevos y lo que se buscaba era ver oportunidades de mejora y barreras que no permitían madurar esta tecnología [26].

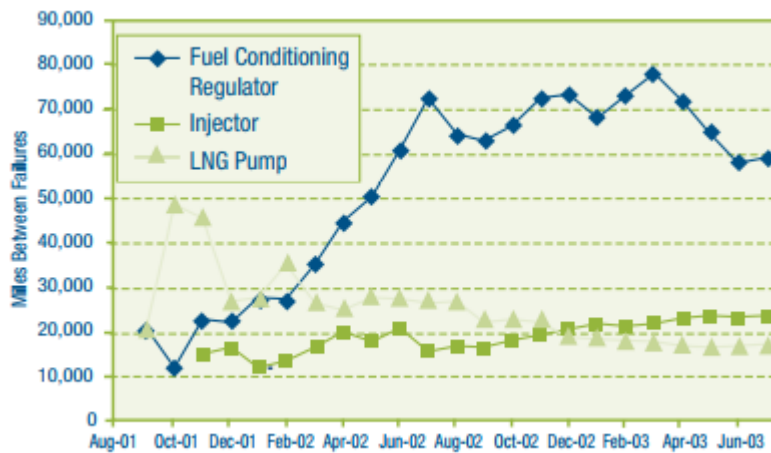


Figura N° 28 Millas recorridas por fallos de los componentes de los camiones dual
Fuente: Battelle, National Renewable Energy Laboratory, 2004 [26]

En la Figura N° 28 se muestra cada cuantas millas ocurre el fallo de uno de los tres principales sistemas del camión dual los cuales son la bomba de GNL, el regulador de acondicionamiento de combustible y los inyectores HDPI [26]. Los problemas de la bomba fueron causados principalmente por los restos del combustible, esto debido a que la bomba trabaja a altas presiones para la inyección del combustible. La solución fue colocar más filtración en los camiones. El regulador de acondicionamiento de combustible, es el que se encarga de regular la entrada del combustible al sistema de alimentación y se encontró que tuvo problemas entre cada 60 000-70 000 millas lo que significa que se tuvo que cambiar el regulador aproximadamente cada 2 años. Los inyectores tenían una falla de aproximadamente cada 24 000 millas lo que quiere decir que un conjunto de seis inyectores se cambia una vez por año. Esta tasa de fracaso fue mejorando a medida que avanzaba el periodo de evaluación [26].

Se puede decir que a pesar de que la tecnología HDPI se encontraba en etapa de prueba obtuvo mejores resultados que otras tecnologías como los motores de GNL encendidos por chispa. Se tuvo costos de mantenimiento altos ya que se trataba de una tecnología nueva. Además de que el costo del GNL era también lo era, por lo que no se pudo apreciar un ahorro por el uso de este nuevo combustible. Esto fue debido a que no existía un terminal de GNL. Aun así, los conductores informaron que el rendimiento de los camiones dual era tan bueno o mejor que la de los camiones diésel.

Esta fue una prueba que se realizó en el año 2002, es decir hace 15 años cuando esta era una tecnología que recién estaba desarrollándose. Actualmente la empresa Westport sigue desarrollando este tipo de tecnología, pero mejorada que se mostrará más adelante.

1.8.2. Caso experimental de un motor dual (diésel-GNL) con sistema estándar

La siguiente prueba fue para examinar los efectos de GNL en un motor diésel para camiones pesados, en el cual se utiliza al GNL como combustible principal. El motor utilizado fue un Hyundai D6CA de inyección directa, y se muestra sus especificaciones en la Tabla N° 9 [24].

Modelo	D6CA
Desplazamiento (cc)	12 920
Máxima potencia (PS/rpm)	440/1800
Máximo torque (kg m/rpm)	197/1400
Tipo de enfriamiento	Agua
Sistema de suministro de combustible	Inyección directa
Cilindros	6 en línea
Ratio de compresión	17:1
Aspiración	Intercooler turboalimentado

Tabla N° 9 Especificaciones técnicas del motor Hyundai D6CA
Fuente: Kraipat Cheenkachorn, Chedthawut Poompipatpong, Choi Gyeong Ho, Elaboración propia [24]

El motor se acopló a un dinamómetro nominal de 2 500 Nm y una velocidad máxima de 7 500 rpm, pero el motor combustible dual funciona a plena carga a velocidades entre 1 000 y 2 000 rpm. En la Figura N° 29 se muestra la configuración del montaje experimental, en el cual se usó el dinamómetro para simular el funcionamiento del motor. El tanque de GNL, y los sistemas de inyección de combustibles (GNL y diésel) están conectados al sistema de control para controlar la cantidad de combustible utilizado. También se cuenta con un analizador de gases de escape para medir la emisión de gases como CO, CO₂ entre otros componentes [24].

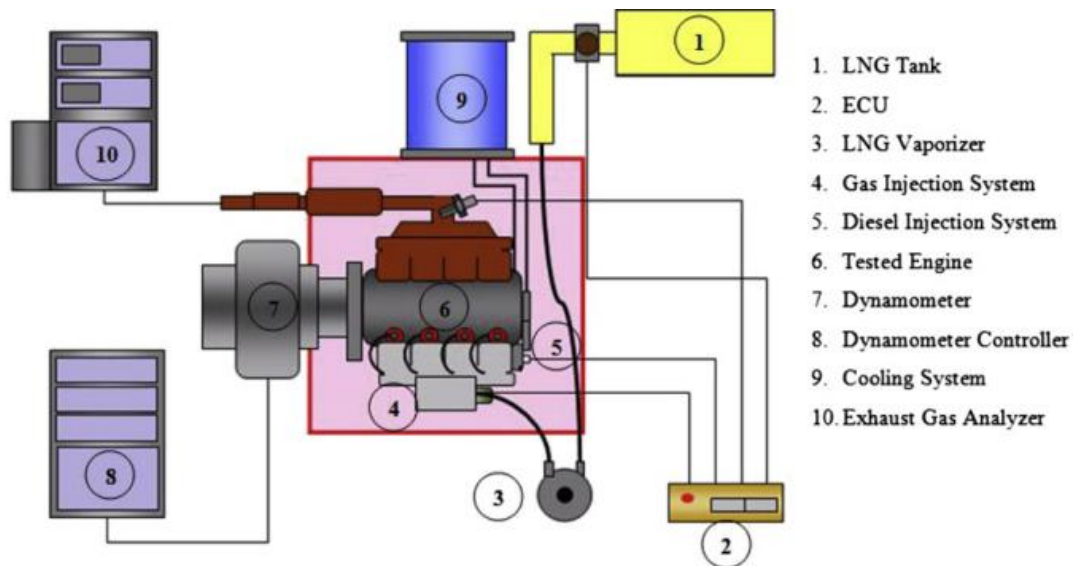


Figura N° 29 Montaje experimental del motor dual (diésel-GNL)
 Fuente: Kraipat Cheenkachorn, Chedthawut Poompipatpong, Choi Gyeong Ho, 2013 [24]

En la Figura N° 30 se muestra el comportamiento del torque y la potencia a diferentes velocidades, los cuales son 2,10% menor para el motor dual en comparación al motor diésel. Es decir, la diferencia es mínima y este torque se mantiene constante a lo largo de las velocidades de 1 100 hasta 1 600 rpm, una vez que supera esta velocidad el torque comienza a caer tanto en el motor dual como en el diésel, debido a la incapacidad del motor de ingerir una carga completa de aire ya que los motores de carga pesada están normalmente diseñados para un mayor torque a baja velocidad y disminuye a medida que aumenta la velocidad. De igual manera la potencia a velocidades altas de 1 900 rpm disminuye considerablemente debido a pérdidas por fricción que aumentan con la velocidad [24]

Normalmente en motores pequeños de combustible dual, la cantidad piloto de diésel se inyecta a velocidad constante para cubrir pérdidas mecánicas y se ajusta la cantidad inyectada de gas para aumentar la potencia sin ningún problema. Pero en motores medianos y grandes surge un problema de golpeteo, el cual es cuando el combustible no arde de manera uniforme entre los ciclos del motor y por el mal encendido causa una explosión similar a una bola de fuego que interfiere con los ciclos del motor y puede dañar los componentes del motor. Este problema suele surgir debido a la mayor distancia que tiene la flama para viajar en la cámara de combustión [24].

Para evitar este problema del golpeteo es necesario ajustar la cantidad del diésel para mejorar las condiciones del sistema dual y obtener beneficios económicos, el mayor suministro de gas natural posible y evaluar si el rendimiento del motor dual es comparable al de un motor diésel [24].

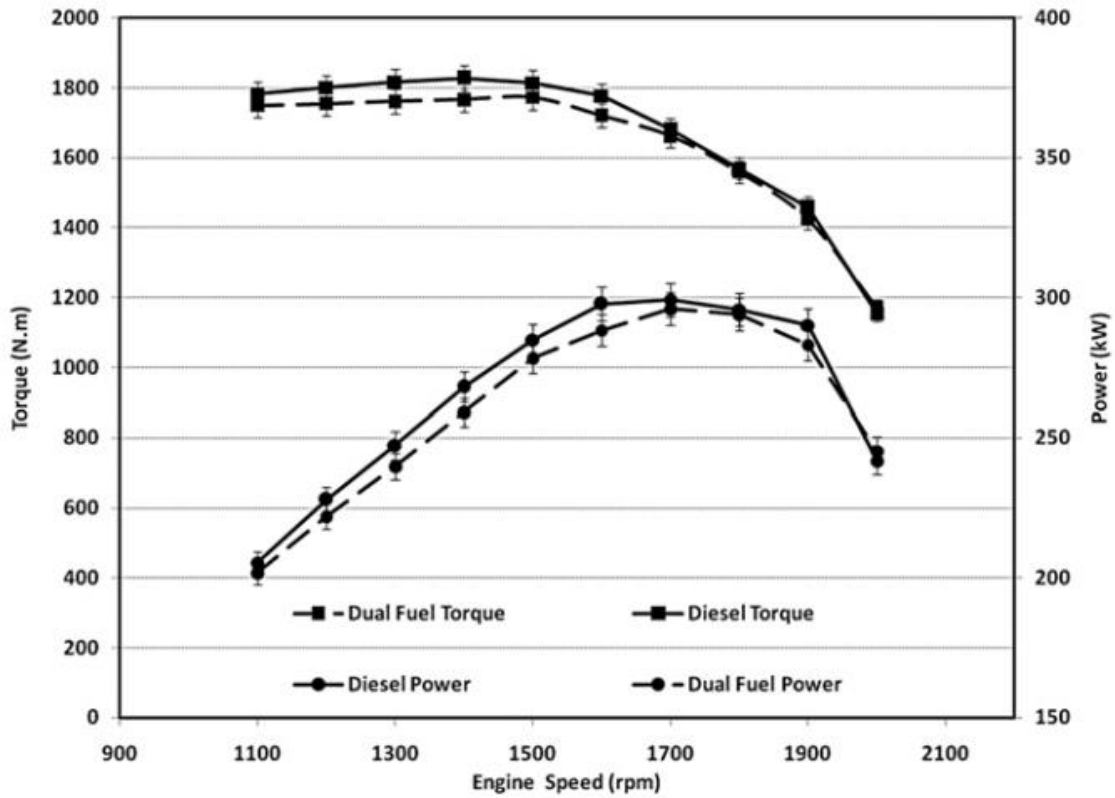


Figura N° 30 Torque y potencia a diferentes velocidades del motor
Fuente: Kraipat Cheenkachorn, Chedthawut Poompipatpong, Choi Gyeong Ho, 2013 [24]

En la

Figura N° 31 se muestra que a medida que aumenta la velocidad también lo hace la cantidad de gas natural utilizado, es por eso que a 1 100 rpm tiene una porción de gas de

69,33% y a 1 300 rpm una porción de 77,90%. Esto en un rango de velocidad baja (1 100 rpm-1 300 rpm) [24].

Esto es debido a que el gas natural tiene un retardo de encendido y tasa de combustión más lento en comparación con el diésel, es por esto que a una menor velocidad se debe suministrar menos gas natural lo que permite una tasa aceptable de aumento de presión y a su vez previene el golpeteo [24].

Para rangos de velocidad media (1 300 rpm- 1 800 rpm) y alta (1 800 rpm- 2 000 rpm), da como resultado un mayor nivel del combustible piloto diésel y menor proporción de gas natural, esto debido a que el aumento de velocidad genera pérdidas mecánicas y el aumento de proporción de gas natural provoca problemas de golpeteo. Además de que una mayor velocidad requiere más energía y dado que el diésel cuenta con mayor densidad energética y eficiencia volumétrica en comparación al gas, el diésel es el combustible que se debe suministrar en mayor cantidad [24]. Entonces se puede decir que una proporción del gas de 77,90% a 1 300 rpm es un buen resultado para un motor grande.

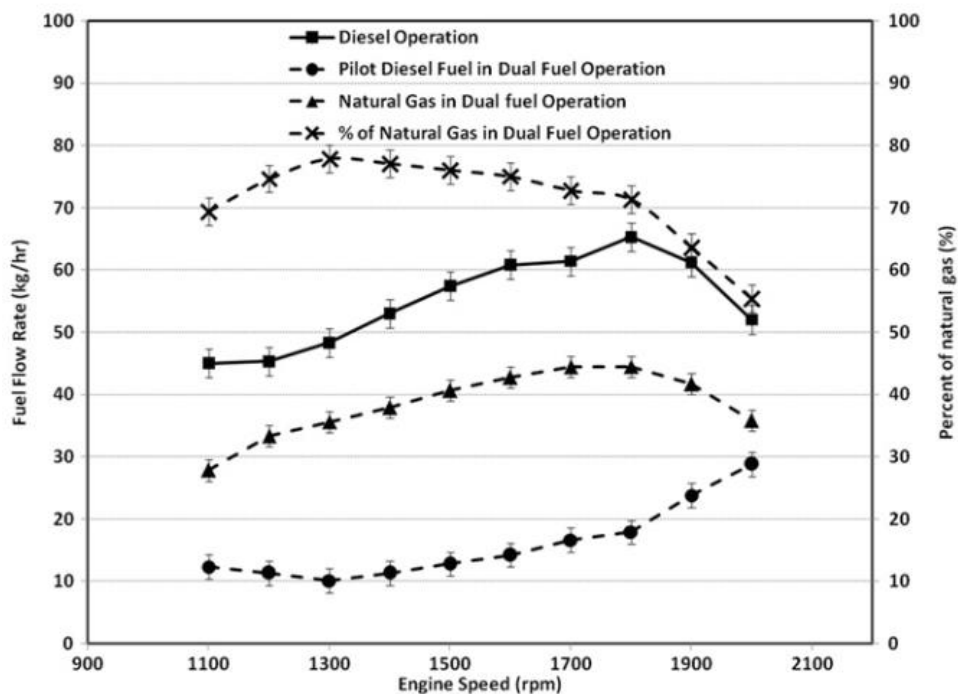


Figura N° 31 La cantidad de combustible consumida bajo operaciones diésel y combustible dual normal
Fuente: Kraipat Cheenkachorn, Chedthawut Poompipatpong, Choi Gyeong Ho, 2013 [24]

La eficiencia térmica se refiere a cuanto de la energía de entrar se convierte en energía de salida útil, para lo cual se encontró en la Figura N° 32 que el motor dual tiene en promedio una eficiencia térmica menor en 3,50% con respecto al motor diésel [24].

El consumo de combustible específico (SFC) muestra la tasa de combustible consumida por potencia de salida. En la Figura N° 32 se ve que a una velocidad menor a los 1 700 rpm, la cual es una velocidad usual en estos motores, el consumo de combustible del motor dual fue ligeramente menor al motor diésel [24].

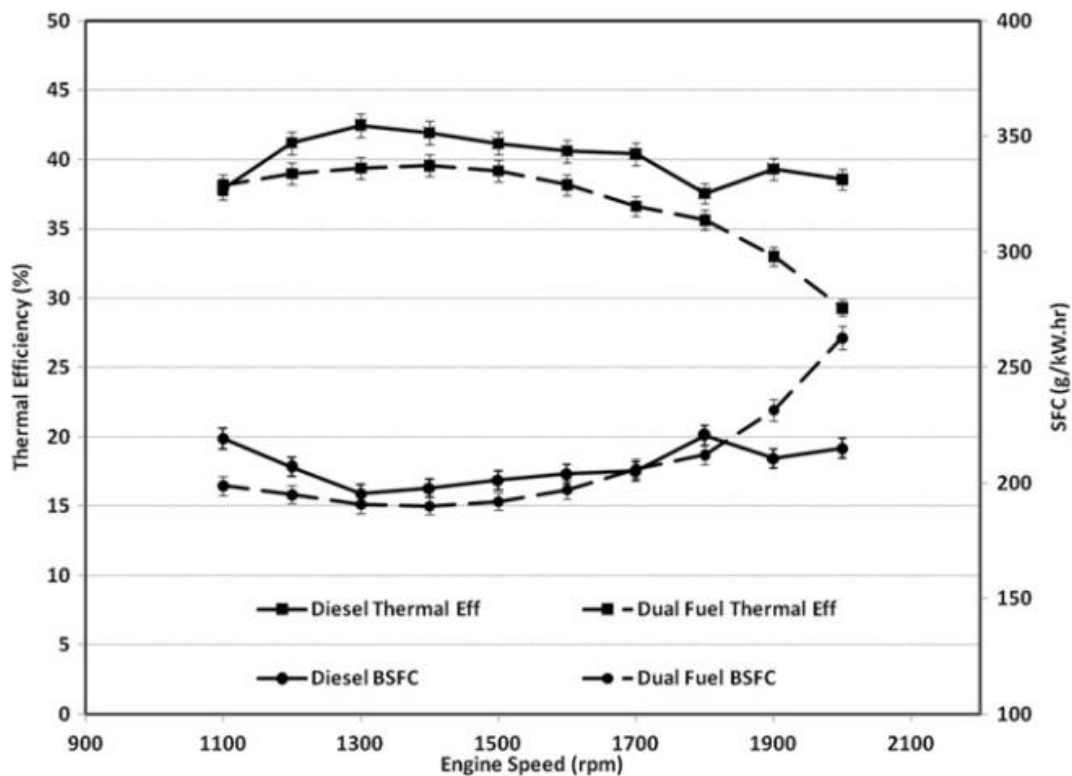


Figura N° 32 Eficiencia térmica y consumo específico de combustibles a distintas velocidades del motor
Fuente: Kraipat Cheenkachorn, Chedthawut Poompipatpong, Choi Gyeong Ho, 2013 [24]

En la Figura N° 33 se muestra la eficiencia volumétrica, el cual es la medida de como el cilindro se llena durante la carrera de admisión. Se puede ver que para el motor diésel y dual disminuía la eficiencia volumétrica a medida que aumenta la velocidad, esto debido a que los motores grandes están diseñados para trabajar a baja velocidad y alto torque es por eso que se observó una alta eficiencia a bajas velocidades. La eficiencia volumétrica para el motor diésel fue de 102,7 % ya que contaba con un turbocompresor. La eficiencia volumétrica del motor dual fue 2,73% menor que el motor diésel debido a

que el ingreso del gas natural sustituye parte de la carga de aire lo que provoca una menor eficiencia volumétrica [24].

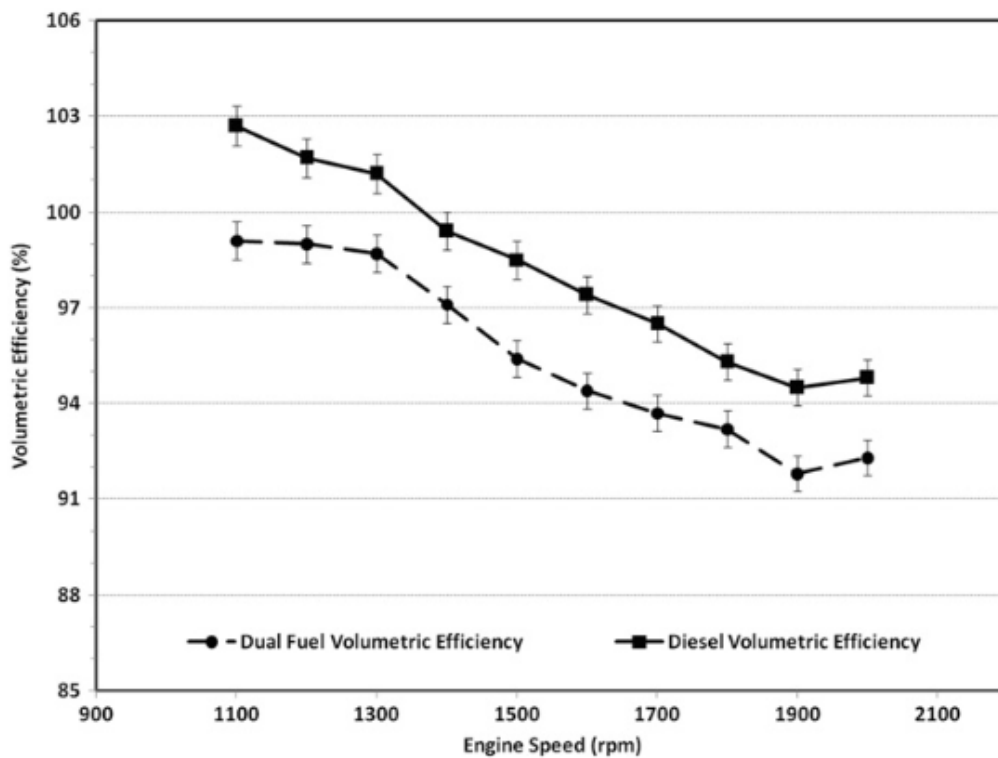


Figura N° 33 Eficiencia volumétrica a distintas velocidades del motor
Fuente: Kraipat Cheenkachorn, Chedthawut Poompipatpong, Choi Gyeong Ho, 2013 [24]

En lo que se refiere a emisiones de gases que incluyen THC, NO_x, CO y CO₂, se muestra distintos resultados para cada uno. Para el THC y CO se muestra que el motor dual genera mayor cantidad que el motor diésel y aumenta con la velocidad, esto debido a factores como una combustión lenta y la sincronización de las válvulas. Mientras que las emisiones de NO_x y CO₂ fueron menores en el motor dual comparado con el motor diésel. Aun así, ambos motores (dual y diésel) disminuían sus emisiones de NO_x y CO₂ a medida que aumentaba la velocidad debido a la disminución de la eficiencia de combustión [24].

En general se pudo ver que el rendimiento del motor no disminuye en gran medida con el uso del gas natural, mientras se trabaje a una velocidad normal para un motor diésel que es menos a 1 700 rpm. Además, para evitar problemas de golpeteo se ajustó la cantidad de combustible que se inyectaba lo que también permitió tener mejores resultados sobre el rendimiento del motor dual.

1.9. Método para la proyección del consumo de combustible

1.9.1. Análisis de regresión lineal múltiple

1.9.1.1. Definición

El análisis de regresión múltiple lo que indica es la relación que tiene una variable dependiente con respecto a dos o más variables independientes, esta permite obtener un resultado más real con respecto a la regresión lineal múltiple. Un hecho no puede ser explicado por una sola variable, ya que es mucho más complejo porque hay muchos factores que afectan su cambio [28].

El modelo que describe esta regresión lineal múltiple es la siguiente [28] :

$$Y = B_0 + B_1x_1 + B_2x_2 + B_3x_3 + \dots + B_nx_n + e \text{ Ecuación 1}$$

Dónde:

Y : Variable a predecir

$B_0, B_1, B_2, \dots, B_n$: Parámetros a predecir

x_1, x_2, \dots, x_n : Variables independientes

e : Error en la predicción de los parámetros

1.9.1.2. Método de mínimos cuadrados

Este método se utiliza para obtener la ecuación de regresión lineal múltiple estimada a través de una mejor aproximación entre las variables independientes y dependiente. Utiliza datos muestrales (x_1, x_2, \dots, x_n) para poder obtener una estimación de los parámetros $B_0, B_1, B_2, \dots, B_n$ ya que estos no pueden conocerse por sí solas, donde los valores de estas estimaciones son $b_0, b_1, b_2, \dots, b_n$ y de esta manera se obtiene un valor estimado de la variable dependiente (\hat{y}) como se ve en la siguiente ecuación [29].

$$\hat{y} = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + \dots + b_nx_n + e \text{ Ecuación 2}$$

Para hacer las estimaciones mencionadas anteriormente se utiliza algebra matricial, por lo que la regresión lineal múltiple suele realizarse a través de un software.

1.9.1.3. Coeficiente de determinación múltiple

El coeficiente de determinación está relacionado con la suma de cuadrados, la cual se podía descomponer en dos partes como se muestra en la siguiente ecuación [29].

$$STC = SCR + SCE \text{ Ecuación 3}$$

Dónde:

STC= Suma total de cuadrados

SCR= Suma de cuadrados debida a la regresión

SCE= Suma de cuadrados debida al error

Este coeficiente lo que nos indica es el nivel de interpretación de la variable dependiente por parte de las variables independiente y se denota de la siguiente manera [29].

$$R^2 = \frac{SCR}{STC} \text{ Ecuación 4}$$

El coeficiente de determinación múltiple ajustado, tiene un análisis un poco distinto, ya que trabaja en función del número de variables independientes para así no aumentar el valor del coeficiente de determinación solo por aumentar el número de variables independientes, ya que esto no necesariamente siempre explica mejor la variable dependiente. Se calcula de la siguiente manera [29]:

$$R_a^2 = 1 - (1 - R^2) * \frac{n-1}{n-p-1} \text{ Ecuación 5}$$

Dónde:

R^2 = Coeficiente de determinación

n= número de observaciones

p= número de variables independientes

1.9.1.4. Prueba de significancia

En lo que se refiere a regresión lineal múltiple hay dos pruebas que se realizan para saber la relación entre las variables dependientes e independientes. La primera es la prueba F la cual determina si hay relación de significancia entre la variable dependiente y todas las variables independientes, es decir una significancia global. La segunda prueba es la t

que permite ver la relación de significancia de las variables independientes de manera individual con respecto a la variable dependiente [29].

La prueba F tiene la siguiente hipótesis:

$$H_0: \text{Los parámetros } (B_0, B_1, B_2, \dots, B_n) = 0$$

$$H_a: \text{Uno de los parámetros distinto de cero}$$

Regla:

Si $p \leq \alpha$ se rechaza la H_0 , donde p es la probabilidad y α el grado de significancia.

Si $p \geq \alpha$ se acepta la H_0 , donde p es la probabilidad y α el grado de significancia.

Para calcular la prueba de manera estadística se utiliza lo siguiente:

$$F = \frac{CMR}{CME} \quad \text{Ecuación 6}$$

Dónde:

$$CMR \text{ (Cuadrado medio de la regresión)} = \frac{SCR}{P}$$

$$CME \text{ (Cuadrado medio de error)} = \frac{SCE}{n-P-1}$$

La prueba t tiene la siguiente hipótesis:

$$H_0: B_n = 0$$

$$H_1: B_n \neq 0$$

Regla:

Si $p \leq \alpha$ se rechaza la H_0 , donde p es la probabilidad y α el grado de significancia.

Si $p \geq \alpha$ se acepta la H_0 , donde p es la probabilidad y α el grado de significancia.

Para calcular la prueba de manera estadística se utiliza lo siguiente:

$$t = \frac{b_n}{s_{b_n}}$$

Dónde:

b_n = Parámetro

s_{b_n} = Desviación estándar de b_n

CAPÍTULO 2 METODOLOGÍA

El presente trabajo utiliza la metodología no experimental de la investigación, puesto que no existe manipulación de las variables, se recopilará la data de las fuentes de información tal y como son encontradas. Los datos del presente estudio son recogidos de un periodo determinado de tiempo, teniendo como propósito tener la data y variables suficientes para poder hacer una proyección de la variable dependiente en un periodo de tiempo de la empresa seleccionada.

El presente estudio pretende evaluar tres escenarios, ya que se espera saber si realmente se obtendrá una demanda importante de gas natural de la mina seleccionada. Además, para evaluar la factibilidad de la adopción de GNL se tomará como referencia a un equipo representante de consumo importante de combustible. En la

Figura N° 34 se muestra cada uno de los pasos que serán detallados en los subtítulos siguientes.

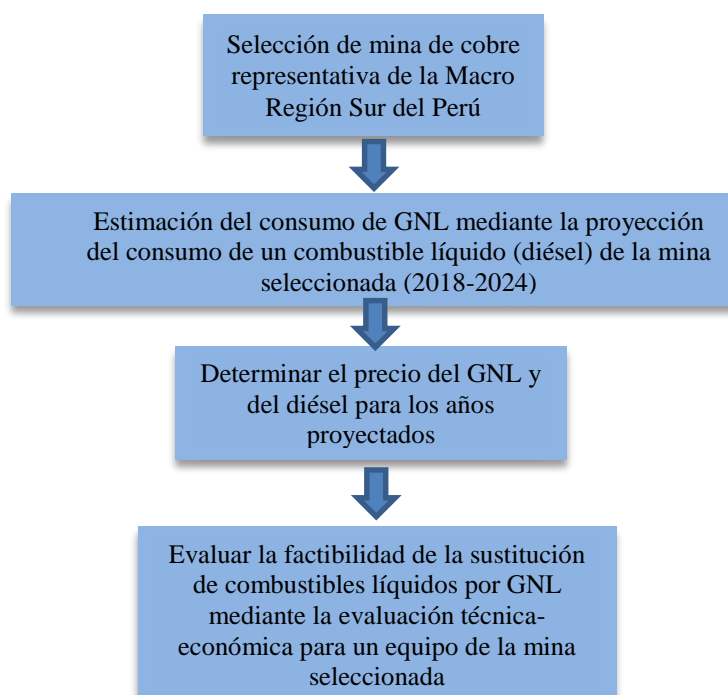


Figura N° 34 Metodología empleada
Fuente: Elaboración propia

2.1. Selección de una empresa minera de cobre

La selección de la empresa se realizará en base a la producción de cobre de cada una, de las cuales se elegirá la que tenga la mayor participación de producción con respecto a la macro región sur del Perú.

La selección se realiza de esta manera, ya que una mayor producción de cobre implica un mayor consumo de energía en los distintos procesos de la mina. Por lo que se tendría un mayor potencial para la sustitución de combustibles líquidos por GNL, en comparación con una empresa que produce una menor cantidad de cobre.

Se realiza primero una lista de todas las empresas que producen cobre para el año 2016 en la macro región sur del Perú, esto incluye a las regiones de Arequipa, Puno, Cusco, Tacna, Moquegua y Apurímac como se muestra en el Tabla N° 10. Esta lista especifica el nombre de la empresa minera y el lugar (unidad, región, provincia y distrito) donde se ubica el yacimiento.

El año elegido fue el 2016 debido a que es el último año en el que se tiene la información completa de la producción mensual de cobre, por lo que se tiene una mejor apreciación de cada empresa minera.

Empresa minera	Unidad	Región	Provincia	Distrito
Compañía Minera Antapaccay S.A.	Antapaccay	Cusco	Espinar	Espinar
Consorcio de Ingenieros Ejecutores Mineros S.A.	Tacaza	Puno	Lampa	Santa Lucia
Hudbay Peru S.A.C	Constancia	Cusco	Chumbivilcas	Velille
Minera Bateas S.A.C.	San Cristobal	Arequipa	Caylloma	Caylloma
Minera Cuprifera G.J. Pickamnn E.I.R.L	Nancy	Arequipa	Caraveli	Bella Unión
Minera Flora Julia S.R.L	Flora Julia	Arequipa	Caraveli	Bella Unión
Minera Las Bambas S.A.	Ferrobamba	Apurímac	Cotabambas	Challhuahuacho
Minera Titan del Perú S.R.L.	Belen	Arequipa	Caraveli	Chala
Procesadora Costa Sur S.A.C.	Raul 40	Arequipa	Caraveli	Huanuhuanu
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	Cerro Verde 1,2,3	Arequipa	Arequipa	Yarabamba
Southern Peru Copper Corporation Sucursal del Perú	Acumulación Cuajone	Moquegua	Mariscal Nieto	Torata
Southern Peru Copper Corporation Sucursal del Perú	Acumulación Toquepala	Tacna	Jorge Basadre	Llabaya

Tabla N° 10 Empresas mineras del 2016
Fuente: MINEM, Elaboración propia [30]

Luego de haber identificado las empresas mineras que hay en la macro región sur del Perú y conocer sus ubicaciones, se hace una lista con la cantidad de mineral de cobre que extrae para el año 2016 cada una de estas empresas en toneladas métricas de material fino (TMF) como se visualiza en el Tabla N° 11.

Número	Empresa minera	Producción (TMF)
1	Compañía Minera Antapaccay S.A.	221 399
2	Consorcio de Ingenieros Ejecutores Mineros S.A.	3 717
3	Hudbay Peru S.A.C	133 439
4	Minera Bateas S.A.C.	982
5	Minera Cuprifera G.J. Pickamnn E.I.R.L	110
6	Minera Flora Julia S.R.L	16
7	Minera Las Bambas S.A.	329 368
8	Minera Titan del Perú S.R.L.	768
9	Procesadora Costa Sur S.A.C.	14
10	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	522 134
11	Southern Peru Copper Corporation	312 859

Tabla N° 11 Producción de cobre de las empresas mineras, 2016
Fuente: MINEM, Elaboración propia [30]

En la Figura N° 35 se muestra la ubicación de cada mina del sur del Perú mencionada en la Tabla N° 11, el cual es señalado en el mapa según la enumeración de la tabla mencionada anteriormente.

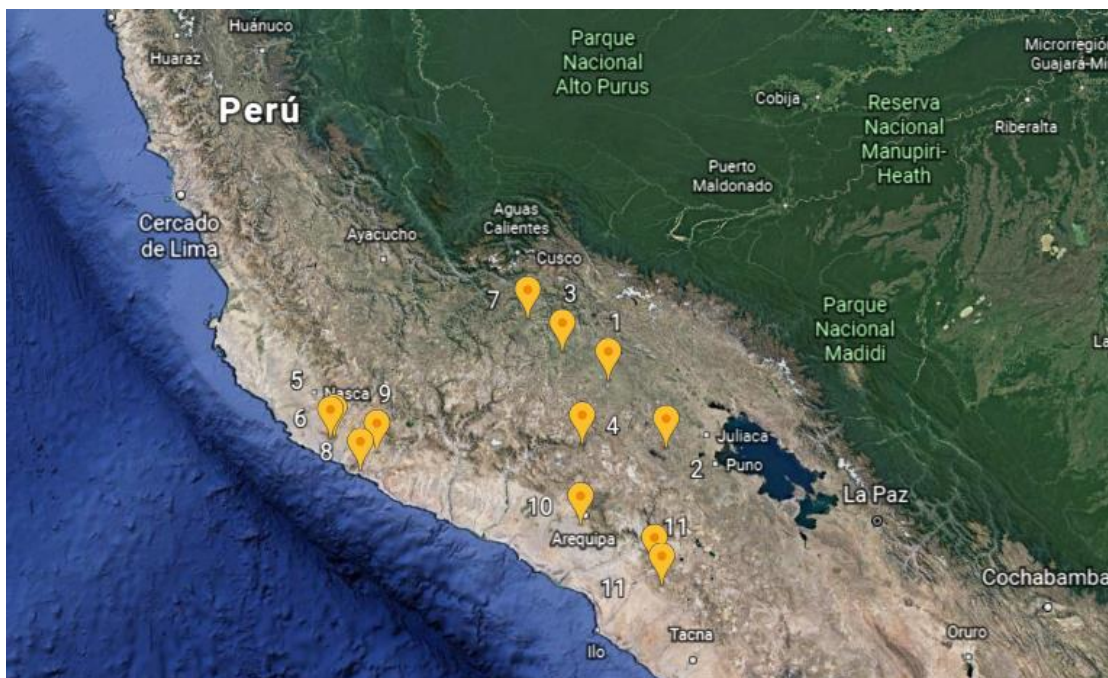


Figura N° 35 Ubicación de las minas del sur del Perú
Fuente: Google Earth, Elaboración propia

Una vez que se tiene la producción de cada empresa minera de cobre, se ordena en base a la cantidad producida de cada uno y cuanto es lo que representa con respecto al total de cobre que se produce en la macro región sur.

2.2. Estimación del consumo de GNL mediante la proyección del consumo de un combustible líquido (diésel) de la empresa minera seleccionada (2016-2024)

Para la proyección del consumo de líquido, se tomó como representante al combustible más utilizado en la minería, el diésel. Para el año 2015 el diésel significó 81% del total de consumo de combustible en el sector minero [3].

Por lo que este será el combustible que se proyectará desde el año 2016 hasta el año 2024, para el cual se utiliza el software E-Views 9, un programa econométrico el cual mediante un pronóstico causal permite realizar una proyección de una variable dependiente en función de variables independientes.

Se seleccionó 3 variables independientes relacionadas al consumo de combustible en la minería, las cuales fueron la producción de cobre, precio del cobre y producto bruto interno (PBI). Fue necesario tener estas variables proyectadas hasta el 2024 por entidades de confianza para tener una proyección del consumo de combustible con mayor exactitud.

La producción de la mina seleccionada debe ser del año 2001 al 2016 que se obtendrá de los reportes anuales de producción minera publicados cada año por el Ministerio de Energía y Minas [30]. Mientras que la producción del año 2017 al 2024 debe ser obtenida de una fuente que tenga datos de producción de cobre proyectados. La unidad en la que se mide la producción es en toneladas métricas finas (TMF).

El precio del cobre del año 2001 al 2016 fue obtenido de las cotizaciones internacionales de estadísticas del Banco Central de Reserva del Perú [31]. Mientras que el precio del cobre del año 2017 al 2024 se obtuvo de las proyecciones del BBVA Research, en el cual se mostraba el precio promedio hasta el año 2020 y luego se menciona de que el precio a mediano plazo iba a converger gradualmente hasta 2,50 USD./ libra. Por lo que del año 2021 hasta el 2024 se tomó este último como precio promedio [32].

El Producto Bruto Interno (PBI) porcentual del año 2001 al 2016 se obtuvo de los cuadros anuales históricos del Banco Central de Reserva del Perú [33]. El PBI del año 2017 al 2021 se obtuvo a partir de las proyecciones efectuadas por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) [34]. Mientras que para los años 2022, 2023 y 2024 se utilizó la proyección

elaborada por la consultora Apoyo Consultoría donde se tomó el PBI promedio por año (5,2%) [35].

Año	Precio del cobre (USD/libra)	PBI (%)
2001	0,72	0,6
2002	0,71	5,5
2003	0,81	4,2
2004	1,30	5,0
2005	1,67	6,3
2006	3,05	7,5
2007	3,23	8,5
2008	3,15	9,1
2009	2,34	1,0
2010	3,41	8,5
2011	3,99	6,5
2012	3,60	6,0
2013	3,32	5,8
2014	3,11	2,4
2015	2,49	3,3
2016	2,21	4,0
2017	2,79	3,0
2018	2,81	4,5
2019	2,62	5,0
2020	2,57	5,0
2021	2,50	5,0
2022	2,50	5,2
2023	2,50	5,2
2024	2,50	5,2

Tabla N° 12 Precio del cobre y PBI 2021-2024

Fuente: BCRP [31], BBVA Research [32], BCRP [33], MEF [34], Apoyo Consultoría [35]. Elaboración propia

En la Tabla N° 12 se puede visualizar el precio del cobre y PBI desde el año 2001 hasta el 2016, y las proyecciones del año 2017 al 2024, todo en periodos anuales.

La variable dependiente, es decir lo que se quiere proyectar hasta el 2024 es el consumo de combustible líquido que en este caso como se mencionó anteriormente sería el diésel debido a que es el combustible más representativo.

Para calcular cuánto es el consumo de diésel aproximado de la mina seleccionada, lo que primero se hará es obtener cuánto es el consumo diésel en la minería metálica del

2001 al 2015, el cual se obtuvo del Balance Nacional de Energía del 2015 ya que fue el último publicado.

Año	Consumo de diésel en la minería metálica (TJ/año)	Consumo de diésel en la minera metálica (galón/año)
2001	7 582	55 177 744
2002	8 846	64 376 460
2003	9 225	67 134 620
2004	10 318	75 088 890
2005	10 460	76 122 290
2006	11 600	84 418 601
2007	12 352	89 891 255
2008	14 162	103 063 467
2009	13 300	96 790 292
2010	15 161	110 333 655
2011	14 756	107 386 282
2012	14 540	105 814 349
2013	15 399	112 065 692
2014	15 089	109 809 678
2015	16 399	119 343 158

Tabla N° 13 Consumo de diésel en la minería del Perú en Tera Joules y galones, 2001-2015
Fuente: MINEM, 2016 [3], Elaboración propia

El consumo de diésel obtenido del Balance de Energía Nacional 2015, del año 2001 al 2015 se encuentra expresado en unidades de energía (TJ/año) como se visualiza en la Tabla N° 13, pero se expresa en unidades volumétricas (galones) debido a que es una unidad más comercial. Donde se utiliza el factor de conversión de la Tabla A- 2.

Para saber cuánto es la participación del cobre en la producción de la minería metálica, se necesitó la producción anual del 2001 al 2015 de cada producto de la minería metálica, entre los cuales se incluye el cobre, oro, plata, hierro, zinc, plomo y estaño. Además del precio que tiene cada producto en cada año.

Año	Hierro (TMF)	Oro (onzas)	Cobre (TMF)	Plata (onzas)	Zinc (TMF)	Plomo (TMF)	Estaño (TMF)
2001	3 038 401	4 454 000	758 662	82 663 000	1 056 629	289 546	38 182
2002	3 056 055	5 065 000	844 553	92 261 000	1 232 997	305 651	38 815
2003	3 484 900	5 550 000	842 579	93 909 000	1 372 790	308 874	40 202
2004	4 247 174	5 569 000	1 035 574	98 375 000	1 209 006	306 211	41 613
2005	4 564 989	6 687 000	1 009 899	102 561 000	1 201 671	319 368	42 145
2006	4 861 155	6 521 008	1 048 472	111 584 354	1 201 794	313 325	38 470
2007	5 185 254	5 473 211	1 190 274	112 574 629	1 444 361	329 165	39 019
2008	5 243 278	5 782 971	1 267 867	118 505 446	1 602 597	345 109	39 037
2009	4 418 768	5 915 567	1 276 249	126 118 017	1 512 931	302 459	37 503
2010	6 042 644	5 275 436	1 247 184	117 043 695	1 470 450	261 990	33 848
2011	7 010 938	5 343 028	1 235 345	109 918 981	1 256 383	230 199	28 882
2012	6 684 539	5,193,782	1 298 761	111 912 160	1 281 282	249 236	26 105
2013	6 680 659	5,023,793	1 375 641	118 130 938	1 351 273	266 472	23 668
2014	7 192 592	4,504,224	1 377 642	121 148 743	1 315 475	277 294	23 105
2015	7 320 807	4,662,863	1 700 814	131 885 896	1 421 513	315 784	19 511

Tabla N° 14 Producción por producto de la minería metálica del Perú, 2001-2015

Fuente: MINEM [2], OSINERGMIN [36], Elaboración propia

En la Tabla N° 14 se visualiza la producción de cada producto de la minería metálica en el Perú en el periodo del 2001 al 2015. El periodo del 2001 al 2006 fue obtenido de un informe de OSINERGMIN [36], y del 2007 al 2015 de un boletín estadístico publicado por el MINEM [2].

Año	Hierro (USD/tonelada)	Oro (USD/onzas)	Cobre (USD/lb)	Plata (USD/onzas)	Zinc (USD/lb)	Plomo (USD/lb)	Estaño (USD/lb)
2001	18,9	271,2	0,7	4,7	0,3	0,2	1,8
2002	18,9	310,1	0,7	4,7	0,3	0,2	1,9
2003	17,2	363,6	0,8	6,0	0,5	0,3	3,0
2004	21,4	409,8	1,3	6,8	0,6	0,5	3,5
2005	33,1	445,5	1,7	8,9	0,9	0,5	3,0
2006	38,3	604,6	3,1	12,8	2,0	0,8	5,4
2007	39,2	697,4	3,2	14,8	1,0	1,1	7,4
2008	55,8	872,7	3,2	11,0	0,5	0,4	4,7
2009	44,7	973,6	2,3	16,9	1,2	1,1	7,6
2010	65,3	1225,3	3,4	30,4	1,1	1,2	12,2
2011	113,1	1569,5	4,0	28,3	0,8	0,9	8,6
2012	88,2	1669,9	3,6	30,0	0,9	1,1	10,7
2013	82,4	1411,0	3,3	19,5	0,9	1,0	10,2
2014	56,3	1266,1	3,1	15,8	1,0	0,8	8,8
2015	30,9	1161,1	2,5	13,9	0,7	0,8	6,6

Tabla N° 15 Precio por producto de la minería metálica del Perú, 2001-2015

Fuente: MINEM [2], OSINERGMIN [36], Elaboración propia

En la Tabla N° 15 se visualiza los precios de cada producto de la minería metálica en el Perú en el periodo del 2001 al 2015. El periodo del 2001 al 2006 fue obtenido de un informe de OSINERGMIN [36], y del 2007 al 2015 de un boletín estadístico publicado por el MINEM [2].

Para obtener la participación de cada producto en la minería metálica, es mediante un indicador común para todos. Para este caso sería la producción de cada uno equivalente en dólares americanos, de esta manera se obtiene una comparación real entre todos los productos metálicos. Como se observa en la

Tabla A- 1, nos indica el valor en dólares americanos de la producción de cada producto metálico y el total para cada año del 2001 al 2015, por lo que se puede obtener la participación de cada mineral.

Año	Hierro (%)	Oro (%)	Cobre (%)	Plata (%)	Zinc (%)	Plomo (%)	Estaño (%)
2001	1%	31%	30%	10%	21%	4%	4%
2002	1%	34%	29%	9%	20%	3%	4%
2003	1%	34%	25%	9%	23%	4%	4%
2004	1%	28%	36%	8%	19%	4%	4%
2005	1%	28%	35%	9%	22%	3%	3%
2006	1%	21%	37%	8%	28%	3%	2%
2007	1%	20%	45%	9%	17%	4%	3%
2008	2%	28%	49%	7%	10%	2%	2%
2009	1%	29%	33%	11%	20%	4%	3%
2010	2%	26%	38%	14%	14%	3%	4%
2011	3%	32%	41%	12%	9%	2%	2%
2012	2%	32%	39%	13%	10%	2%	2%
2013	2%	30%	42%	10%	12%	2%	2%
2014	2%	27%	44%	9%	13%	2%	2%
2015	1%	27%	47%	9%	11%	3%	1%

Tabla N° 16 Participación de cada producto de la minería metálica en el Perú (%)

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 16 se puede visualizar la participación de cada mineral metálico producido en el Perú, y se ve que el cobre con el pasar de los años ha tomado mayor participación en la minería metálica.

Para calcular cuánto es la participación de la mina seleccionada con respecto al total de la minería metálica, primero se necesita obtener el valor en dólares americanos de la producción de cobre de la mina seleccionada y como se conoce el valor en dólares de la

minería metálica, se obtendrá a partir de esto la participación porcentual de la mina seleccionada. En la Tabla N° 13 se muestra el consumo de diésel de la minería metálica, y con la participación porcentual de la mina seleccionada se podrá conocer el consumo de diésel de dicha mina para el año 2001 al 2015.

Antes de realizar la proyección es necesario saber si las variables independientes tienen correlación con la variable dependiente y también si la tienen entre sí. La correlación se refiere a saber si dos o más variables están relacionadas entre sí, es decir si varían conjuntamente y de esta manera saber si una depende de otra.

Para poder cuantificar esta relación entre las variables se utiliza el coeficiente de correlación (r). Para calcularlo se utiliza la siguiente fórmula [37]:

$$\text{Coeficiente de correlación (r)} = \frac{\text{covarianza (x,y)}}{S_x * S_y} = \frac{\sum(x_i - \bar{x}) * (y_i - \bar{y})}{(N-1) * S_x * S_y} \quad \text{Ecuación 7}$$

El valor obtenido del coeficiente de correlación está en el rango de $-1 \leq r \leq 1$ y mediante la Tabla N° 17 se podrá saber en qué nivel se encuentra la correlación según lo obtenido por el coeficiente de correlación [37].

Correlación	Rango
Despreciable	$r < 0,1$ o $-0,1 < r$
Baja	$0,1 \leq r \leq 0,3$ o $-0,3 \leq r \leq -0,1$
Mediana	$0,3 < r \leq 0,5$ o $-0,5 \leq r < 0,3$
Fuerte	$0,5 < r$ o $-0,5 < r$

Tabla N° 17 Nivel de correlación
Fuente: Vinuesa Pablo, 2016 [37], Elaboración propia

Para las variables independientes es un requisito necesario de que no tengan una correlación fuerte entre sí, ya que si lo tuvieran indica dependencia una de otra, y a la vez tengan una correlación fuerte con la variable dependiente. Entonces en la Tabla N° 18 se muestra las combinaciones que se debe realizar entre variables para determinar el nivel de correlación que tienen entre sí.

Variabes independientes vs variables independientes	
Producción de la mina seleccionada (TMF)	Precio del cobre (USD/lb)
Producción de la mina seleccionada (TMF)	PBI (%)
Precio del cobre (USD/lb)	PBI (%)

Variables independientes vs variable dependiente	
Producción de la mina seleccionada (TMF)	Consumo de diésel de la mina seleccionada (galón/año)
Precio del cobre (USD/lb)	Consumo de diésel de la mina seleccionada (galón/año)
PBI (%)	Consumo de diésel de la mina seleccionada (galón/año)

Tabla N° 18 Combinación de variables dependientes e independientes
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 19 se muestra como dependiendo del nivel de correlación se aceptará o rechazará una variable, tomando en cuenta el tipo de combinación de variables que se realice.

Combinación	Nivel de correlación	Decisión
Variable independiente vs variable independiente	Fuerte	Rechazado
	Mediana, baja o despreciable	Aceptado
Variable independiente vs variable dependiente	Fuerte	Aceptado
	Mediana, baja o despreciable	Rechazado

Tabla N° 19 Aceptación o rechazo de la combinación de variables
Fuente: Elaboración propia

Cuando se conozca cuáles son las variables independientes con fuerte correlación con la variable dependiente, y mediana, baja o despreciable correlación entre sí. Esas serán las variables con las que se realice la proyección del consumo de diésel para la mina seleccionada del año 2016 al 2024. La proyección se realiza en estos años como se mencionó anteriormente, porque los datos de ese consumo se encontraron hasta el 2015, pero se utilizará a partir del año 2018 ya que es el año en que nos encontramos. Este se encontrará en unidades de galones por año, es por eso que necesita ser convertido a energía (MMBTU), y posteriormente en gas natural (MMPCD) y GNL (litros) por año mediante el factor de conversión de la Tabla A- 2.

Para la proyección del consumo de diésel de la mina seleccionada, se utilizará el software E-Views 9, el cual es un programa econométrico que permitirá hacer la proyección a través de un pronóstico causal. Es decir, utilizar las variables independientes con fuerte correlación a la variable dependiente para obtener un pronóstico correcto.

Una vez que se tiene las variables dentro del programa, lo que se realizará es la estimación de la ecuación en base a modelos como ARMA, el cual se trata de un modelo estocástico que cuenta con dos partes, uno autorregresiva (AR) y otra de media móvil (MA)

que tiene un elemento de estacionalidad. También un modelo PDL o modelo de retraso distribuido, el cual se trata de un modelo dinámico en el cual el efecto de un regresor X en Y sucede a lo largo de todo el tiempo [38].

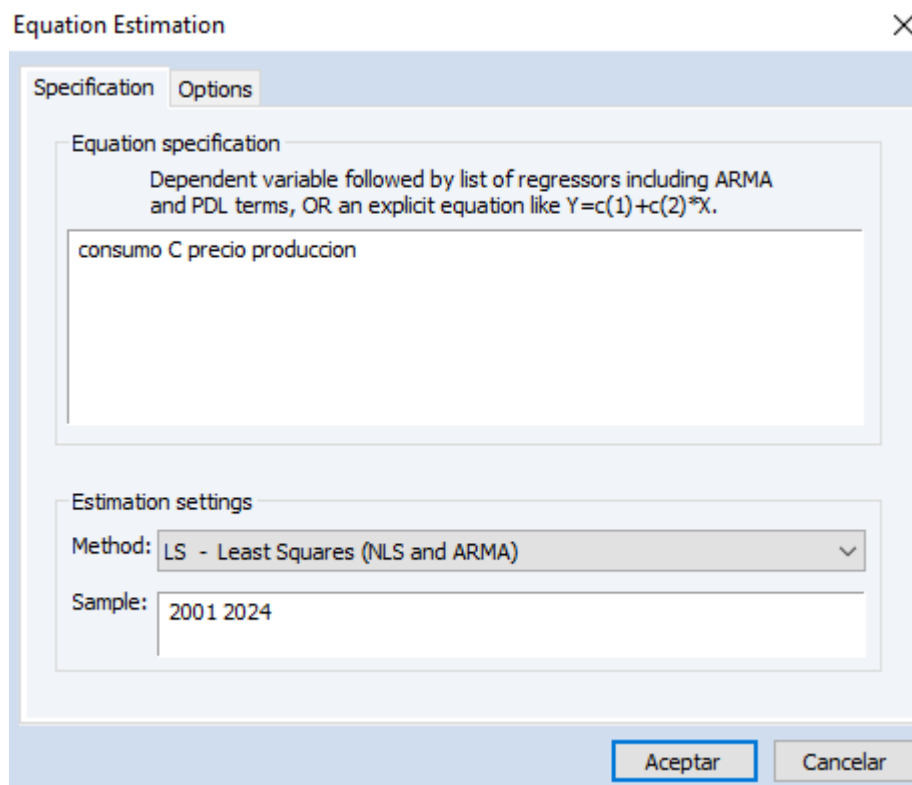


Figura N° 36 Ecuación del consumo de diésel en base al precio del cobre y la producción del cobre
Fuente: Programa E-Views 9, Elaboración propia

Como se muestra en la Figura N° 36, el comando que se debe colocar en el programa para la estimación de la ecuación es “consumo C precio producción”, donde C es la constante, consumo (consumo de diésel de la mina seleccionada) es la variable dependiente, y es explicada por el precio (precio del cobre) y producción (producción de cobre de la mina seleccionada) que son las variables independientes. También se debe elegir un método, para este caso se utilizó el de mínimos cuadrados ordinarios, y el periodo, en este caso del 2001 al 2024. A partir de esto se obtiene el modelo del consumo de diésel, que se utilizará para la proyección usando la opción forecast, del cual finalmente se obtendrá el consumo de diésel para los años futuros.

Se desconoce cuánto es la cantidad de diésel que reemplazaría con GNL la empresa minera de cobre, debido a diversos factores como económicos, sociales, ambientales, entre

otros. Por lo que se decidió aplicar tres casos, las cuales se refiere al posible reemplazo de GNL por diésel en la minera.

Caso	Demanda de GNL	Demanda de diésel
Primer caso	25%	75%
Segundo caso	50%	50%
Tercer caso	75%	25%

Tabla N° 20 Casos del uso del GNL en la mina seleccionada
Fuente: Elaboración propia

El primer caso, muestra cómo sería una situación en la cual se siga consumiendo más diésel (75%) que el combustible alternativo GNL (25%), el cual se podría decir que es el caso más conservador. El segundo caso, muestra cómo sería una situación en el cual se consuma la misma cantidad de diésel y de GNL, este se podría catalogar como un caso equitativo. El tercer caso, muestra cómo sería si el consumo de GNL (75%) fuera mayor con respecto al diésel (25%), este sería un caso optimista con respecto a los demás.

Lo que interesa es el consumo de GNL, y por ende el consumo del gas natural. De esta manera saber cuánto es el volumen de gas natural que se demandaría para cada caso por la minera seleccionada y demostrar que tanto en esta mina como en otras de la macro región sur puede llegar a haber una demanda importante de gas natural. Además, este modelo de demanda puede ser aplicado a cualquier mina teniendo los datos correspondientes, y podría estimarse la demanda de gas natural en una zona del país.

2.3. Determinar el precio del GNL y diésel para los años proyectados

Como se mencionó anteriormente nosotros tomaremos como año base al 2018, ya que es el año en que nos encontramos. Entonces los precios de GNL y diésel que determinemos serán para el periodo del 2018 al 2024.

2.3.1. Determinación del precio del GNL

Para determinar el precio final del GNL se tiene que conocer cuáles son los costos asociados al GNL necesarios para abastecer a la mina seleccionada.

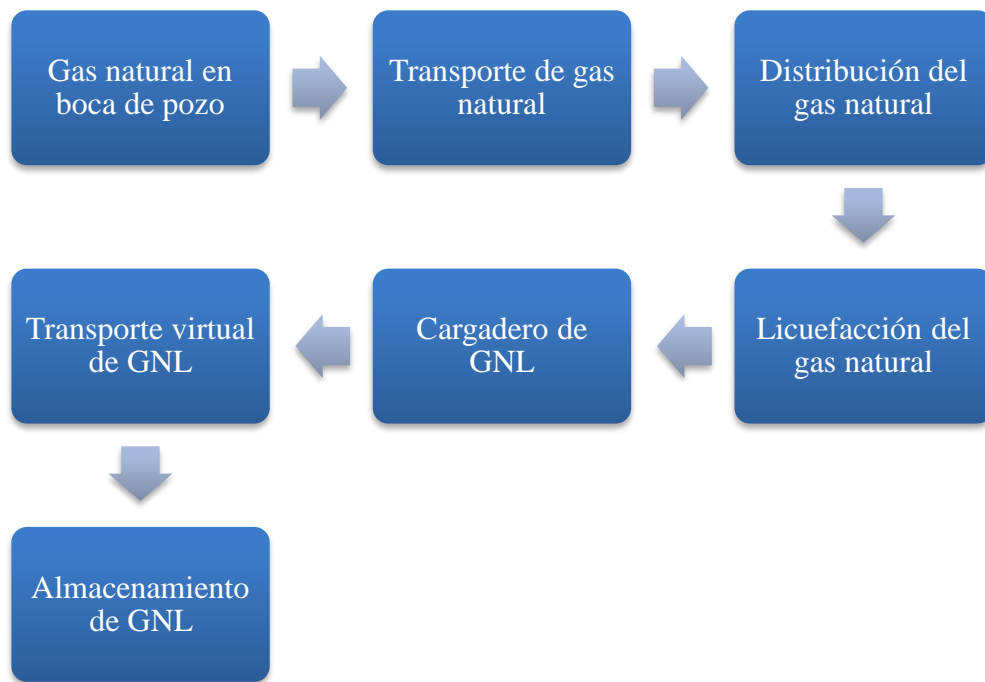


Figura N° 37 Cadena de precios asociados al uso del GNL en la mina seleccionada
Fuente: Elaboración propia [39]

Como se muestra en la Figura N° 37, los siguientes factores son los que están involucrados, a continuación, mencionaremos la relación que tiene cada uno con el precio final del GNL.

- Gas natural en boca de pozo (GNBP): La primera parte de la composición del precio final del GNL, es el gas natural que se extrae en el yacimiento y que posteriormente será convertido a estado líquido (GNL). Este gas natural se extraería del Lote 88 [40], porque es el que se encuentra destinado para el mercado nacional y como el destino es para el consumo interno el precio estaría regulado.
- Transporte de gas natural (TGN): El transporte de gas natural es actualmente a cargo de la empresa TGP, y se considera dentro del precio final del GNL ya que es por este ducto por donde será transportado el gas natural hacia la planta de licuefacción. El precio para el transporte es regulado ya que es para consumo interno.
- Distribución de gas natural (DGN): La distribución del gas natural está a cargo de la empresa Cálidda, ya que antes de llegar a la planta de licuefacción pasa por los ductos de Cálidda, por lo que también estará

incluido dentro del precio final del GNL. El precio para la distribución es regulado ya que es para consumo interno.

- Licuefacción del gas natural (LGN): Peru LNG es la empresa encargada de la licuefacción del gas natural en la Planta ubicada en la pampa de Melchorita, actualmente su principal mercado es el externo, pero el interno está tomando importancia gracias a los proyectos que piensan abastecer de GNL al sector residencial del norte y sur del país. Está incluido en el precio final, ya el producto (GNL) obtenido de esta planta será el que se consuma en la mina.
- Cargadero de GNL (CG): Para suministrar de GNL a los caminos que lo transportaran hacia la mina Cerro Verde, debe haber un almacenamiento, es decir un cargadero. Actualmente hay uno el cual es exclusivamente para las concesiones del norte y sur oeste, por lo que si se desea tener otro cliente será necesario invertir en otro cargadero. Es por esto que se incluye dentro del precio final del GNL a la mina Cerro Verde, ya que también se incluirá la inversión realizada por la construcción del cargadero.
- Transporte virtual de GNL (TG): El transporte de los camiones cisternas de GNL desde la planta de licuefacción en pampa Melchorita hasta la mina Cerro Verde ubicada en Arequipa también estará incluido dentro del precio final del GNL, ya que será el encargado de abastecer de GNL a la mina.
- Almacenamiento de GNL (AG): En la mina de Cerro Verde también habrá un lugar de recepción donde se almacenará el GNL, y de este lugar se abastecerá a todos los procesos de la mina donde se esté utilizando este combustible. Se incluye dentro del precio final ya que para construir este almacenamiento hay un costo de inversión y un mantenimiento anual que se le debe dar.

La composición del precio final se puede visualizar en la siguiente fórmula [39]:

$$\text{Precio final} = \text{GNBP} + \text{TGN} + \text{DGN} + \text{LGN} + \text{CG} + \text{TG} + \text{AG} \quad \text{Ecuación 8}$$

Una vez que se determine el precio para cada parte de la composición del GNL expresados en USD/MMBTU, se reemplazará en la fórmula descrita anteriormente y se obtendrá el precio final del GNL.

Debido a que el consumo de GNL será a una mina en el sur del Perú (mercado interno), además de que partes de la composición del precio final como el gas natural en boca de pozo, el transporte y la distribución se encuentran regulados por el Estado. Se utilizará el mismo precio final del GNL para todos los años en el cual se proyecta el uso de este combustible en la mina seleccionada, es decir del 2018 al 2024. Ya que no se cuenta con historial previo de estos precios y la mayoría de precios se encuentran regulados, por lo que la variación en los próximos años va ser mínima, es decir no habrá un cambio abrupto de los precios y este siempre oscilará cerca del precio base [39].

2.3.2. Determinación del precio del diésel

La determinación del precio de diésel se realizará de distinta manera que el precio del GNL, ya que en el GNL no se contaba con historial previo de los precios a comparación del diésel, en el cual se tiene data de los precios promedios desde el año 2005 hasta el año 2016. Dependiendo de la región donde se encuentre la mina seleccionada, se buscará los precios del diésel para dicha región que serán obtenidos de los SCOPS de OSINERGMIN.

A lo largo de los años en el Perú se ha utilizado el diésel para distintos sectores, pero con el pasar del tiempo se ha ido cambiando su composición por distintos factores principalmente ambientales. Es por eso que en el Perú se ha contado con varios tipos de diésel como el B2, B5 o B5 S-50, pero el que actualmente se está usando de manera obligatoria desde el 1 de enero del 2011 es el diésel B5 y el B5 S-50 el cual tiene la misma composición que el diésel B5, con la diferencia de que este presenta un contenido máximo de 50 ppm de azufre [41] [42].

En los precios mostrados en los SCOPS de OSINERGMIN, a partir del 2011 se incorporó el diésel B5 a los precios promedio de los distribuidores mayoristas, pero en agosto del 2012 se incorporó el precio del B5 S-50. Por lo que se tiene utilizar los precios del diésel de la región donde se encuentra la mina seleccionada del 2013 al 2017.

Los precios internos están regidos por los precios de referencia internacionales, esto quiere decir que cualquier cambio de los precios de referencia afecta directamente a los precios internos. El precio de referencia usado en el Perú es el WTI por lo que usaremos estos precios para poder proyectar el precio del diésel B5 S-50. Como se tiene información

completa de los precios del B5 S-50 a partir del 2013, será el año base para la proyección hasta el año 2024, el cual se hará a través del software E-Views 9.

Los precios del barril de petróleo WTI del 2013 al 2016 serán tomadas del Banco Central de Reserva del Perú. Mientras que la proyección del precio referencia del barril de petróleo WTI del 2017-2024 será tomada de un informe de proyecciones de combustibles de la Comisión Nacional de Energía de Chile [43]. En la Tabla N° 21 se puede ver se puede ver los precios del barril de petróleo WTI del 2013 al 2024.

Año	Precio WTI (USD/barril)
2013	97,92
2014	93,15
2015	48,70
2016	43,19
2017	47,05
2018	48,07
2019	50,19
2020	52,33
2021	54,02
2022	55,70
2023	56,98
2024	58,20

Tabla N° 21 Precio WTI del barril de petróleo (USD/barril), 2013-2024
Fuente: BCRP [31] .Comisión Nacional de Energía de Chile, 2016 [43]

Como se proyectará el precio del diésel B5 S-50 (variable dependiente) en función del precio WTI del barril de petróleo (variable independiente), al igual que en la proyección de demanda de gas natural se necesita determinar si estas dos variables tienen un alto nivel de correlación, ya que ese es el requisito necesario para decir que la variable independiente está explicando correctamente la variable dependiente. Por lo que se usará la Tabla N° 17 para determinar el nivel de correlación entre el precio del diésel B5 S-50 y el precio WTI del barril del petróleo mediante el coeficiente de correlación.

Luego se añadirá el precio del transporte del diésel B5 S50 el cual será un precio referencial del transporte de este combustible, obtenido de la estructura de precios de la banda de precios de combustibles líquidos de OSINERGMIN, la cual tuvo como última publicación el mes de noviembre del 2015 [44].

2.4. Evaluación técnica-económica para un equipo seleccionado

2.4.1. Selección del equipo

Para poder realizar la selección del equipo con mayor consumo de combustible en la mina seleccionada, se tomará como referencia el consumo de energía para la minería de cobre chilena, ya que la minería de cobre peruana se asemeja a la chilena a pesar de que en tecnología Chile nos lleve ventaja.

Para elegir el equipo lo primero que se hará es ubicar el proceso con mayor consumo de energía en una minería de cobre, luego ver si el consumo de combustible es importante en este proceso y saber cuál es el combustible más usado. Finalmente ubicamos el equipo de mayor uso y de importante consumo de combustible en este proceso.

2.4.2. Evaluación técnica del equipo seleccionado

Antes de realizar la evaluación económica del equipo seleccionado, es necesario saber si técnicamente es viable sustituir el combustible usado por el gas natural (GNL). Por lo que es necesario conocer las tecnologías que pueden ser aplicadas y tener conocimiento de los siguientes puntos para cada tecnología.

- Funcionamiento
- Ventajas y desventajas
- Empresas que realizan la conversión
- Componentes utilizados para la conversión
- Tecnología aplicada

2.4.3. Evaluación económica del equipo seleccionado

En esta parte lo que se realizará es una evaluación económica simple en la cual se utilizará los precios calculados del GNL y diésel para los años proyectados que se calculó. Se mostrará cuánto es el ahorro económico por el combustible usado para un equipo que usa GNL en comparación con uno que sigue usando diésel y cuánto es que representa este ahorro del costo total de combustible usado por el equipo seleccionado. No se podrá

realizar un análisis más profundo debido a la falta de información de costos asociados a los componentes, mantenimiento y demás cambios necesarios para realizar la conversión.

De esta manera se realizará el cálculo del ahorro económico para el equipo seleccionado comparando este ahorro en las tecnologías involucradas. Para los siguientes supuestos.

- El primer supuesto es saber a qué carga trabajará este equipo, es decir dependiendo de las condiciones que se encuentre este equipo podrá consumir menor o mayor cantidad de combustible.
- El segundo supuesto que se tomará, es el de los precios del GNL y diésel para los años proyectados que serán calculados en el punto 3.3 de los resultados.
- El tercer supuesto es el número de horas de trabajo al año que se encontrará sometido el equipo seleccionado.

Luego se realizará un análisis económico más detallado a la tecnología más conveniente para el equipo que se seleccionará y se buscará los indicadores económicos de Valor Presente Neto del Total de Costos (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Pay Back. Para hacer este análisis se necesitará hacer los siguientes supuestos:

- El costo de inversión de la nueva tecnología.
- El costo de mantenimiento del equipo usando diésel y la nueva tecnología (GNL).
- La tasa de descuento que tendrá el equipo seleccionado.
- El consumo promedio de combustible que usará el equipo seleccionado.
- La cantidad de años que se evaluará.

CAPÍTULO 3 RESULTADOS

3.1. Elección de la empresa minera de cobre

En la Tabla N° 22 se presenta la producción de cobre de las minas de la Macro Región Sur del Perú.

Número	Empresa minera	Producción (TMF)
10	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	522 134
7	Minera Las Bambas S.A.	329 368
11	Southern Peru Copper Corporation Sucursal del Perú	312 859
1	Compañía Minera Antapaccay S.A.	221 399
3	Hudbay Peru S.A.C	133 439
2	Consortio de Ingenieros Ejecutores Mineros S.A.	3 717
4	Minera Bateas S.A.C.	982
8	Minera Titan del Perú S.R.L.	768
5	Minera Cuprifera G.J. Pickamnn E.I.R.L	110
6	Minera Flora Julia S.R.L	16
9	Procesadora Costa Sur S.A.C.	14

Tabla N° 22 Producción de las empresas mineras de cobre en orden descendente, 2016
Fuente: MINEM [30], Elaboración propia

En la Figura N° 38 se muestra la producción de cobre de cada empresa minera enumerada según lo señalado en la Tabla N° 11, y cuanto es el porcentaje acumulado de cada uno. Como se puede observar la empresa que produce una mayor cantidad de cobre para el año 2016 es Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A. (10) con una representación del 34% de la producción con respecto a la macro región sur del Perú.

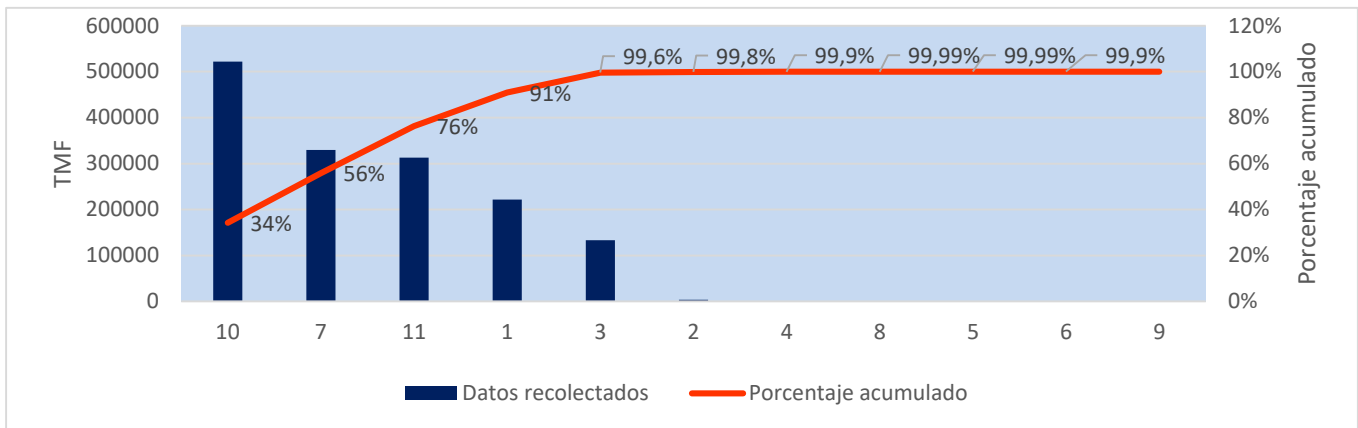


Figura N° 38 Producción de cobre de las empresas mineras y porcentaje acumulado, 2016
Fuente: MINEM [30], Elaboración propia

Entonces como se mencionó anteriormente se escoge la empresa más representativa, es decir con la mayor producción de cobre de la macro región sur, ya que tiene un mayor consumo de energía y por ende un mayor potencial para poder adoptar el GNL.

3.2. Consumo de GNL mediante la proyección del consumo de un combustible líquido (diésel) de la empresa minera seleccionada (2016-2024)

Debido a que la mina seleccionada fue Cerro Verde se buscó los datos de producción para cada año. La producción de cobre de Cerro verde del año 2001 al 2016 se obtuvo a partir de los reportes anuales de producción minera publicados cada año por el Ministerio de Energía y Minas [30]. Mientras que la producción del año 2017 al 2024 se obtuvo en el Estudio de Impacto Ambiental de la mina Cerro Verde elaborado por la consultora Knight Piésold Consultores S.A. [45]. La unidad en la que se mide la producción es en toneladas métricas finas (TMF).

Año	Producción de cobre en Cerro Verde (TMF)	Precio del cobre (USD/libra)	PBI (%)
2001	76 987	0,72	0,6
2002	86 401	0,71	5,5
2003	87 327	0,81	4,2
2004	88 493	1,30	5,0
2005	93 542	1,67	6,3
2006	96 506	3,05	7,5
2007	273 960	3,23	8,5
2008	324 172	3,15	9,1
2009	308 370	2,34	1,0
2010	312 336	3,41	8,5
2011	302 905	3,99	6,5
2012	278 812	3,60	6,0
2013	261 348	3,32	5,8
2014	235 277	3,11	2,4
2015	255 917	2,49	3,3
2016	522 134	2,21	4,0
2017	517 136	2,79	3,0
2018	590 570	2,81	4,5
2019	463 054	2,62	5,0
2020	491 636	2,57	5,0
2021	452 326	2,50	5,0
2022	438 532	2,50	5,2
2023	439 734	2,50	5,2
2024	438 532	2,50	5,2

Tabla N° 23 Producción de cobre de Cerro Verde, precio del cobre y PBI 2021-2024

Fuente: MINEM [30], Knight Piésold Consultores S.A. [45], BCRP [31], BBVA Research [32], BCRP [33], MEF [34], Apoyo Consultoría [35]. Elaboración propia

En la Tabla N° 23 se puede visualizar la producción de cobre de la mina Cerro Verde, el precio del cobre y PBI desde el año 2001 hasta el 2016, y las proyecciones del año 2017 al 2024, todo en periodos anuales.

Año	Producción de Cobre en Cerro Verde (TMF)	Cobre (USD)	Total de producción en minería metálica (USD)	Participación de Cerro Verde en la minería metálica (%)
2001	76 987	121 517 847	3 952 925 929	3%
2002	86 401	134 740 754	4 597 520 661	3%
2003	87 327	155 367 762	6 012 967 808	3%
2004	88 493	253 610 778	8 196 651 985	3%
2005	93 542	344 128 579	10 689 735 445	3%
2006	96 506	648 917 469	18 829 084 010	3%
2007	273 960	1 950 846 117	18 942 981 281	10%
2008	324 172	2 251 232 861	17 977 809 960	13%
2009	308 370	1 590 822 045	19 914 887 901	8%
2010	312 336	2 348 065 373	24 958 913 147	9%
2011	302 905	2 664 481 044	26 451 642 070	10%
2012	278 812	2 212 831 996	26 730 416 088	8%
2013	261 348	1 912 893 933	23 949 866 723	8%
2014	235 277	1 613 145 081	21 276 325 400	8%
2015	255 917	1 404 857 175	19 932 278 433	7%

Tabla N° 24 Participación de Cerro Verde en la minería metálica del Perú, 2001-2015
Fuente: Elaboración propia

Como se ve en la Tabla N° 24 se obtuvo el valor en dólares americanos de la producción anual de Cerro Verde y como se conoce el valor total de la producción de la minería metálica, se tiene como resultado la participación de la producción de la minera Cerro Verde con respecto a toda la minería metálica.

Año	Participación de Cerro Verde en la minería metálica (%)	Consumo de diésel de la minería metálica (galón/año)	Consumo de diésel en Cerro Verde (galón/año)
2001	3,07%	55 177 744	1 696 232
2002	2,93%	64 376 460	1 886 698
2003	2,58%	67 134 620	1 734 677
2004	3,09%	75 088 890	2 323 309
2005	3,22%	76 122 290	2 450 562
2006	3,45%	84 418 601	2 909 366
2007	10,30%	89 891 255	9 257 466
2008	12,52%	103 063 467	12 905 903
2009	7,99%	96 790 292	7 731 710
2010	9,41%	110 333 655	10 379 885
2011	10,07%	107 386 282	10 817 049
2012	8,28%	105 814 349	8 759 661
2013	7,99%	112 065 692	8 950 771
2014	7,58%	109 809 678	8 325 636
2015	7,05%	119 343 158	8 411 487

Tabla N° 25 Consumo de diésel en Cerro Verde, 2001-2015 (galón/año)
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 25, se ve el porcentaje de la participación de Cerro Verde en la minería metálica y el consumo de diésel que hay en toda la minería metálica del Perú con el cual se pudo estimar el consumo de diésel anual del 2001 al 2015 para la minera Cerro Verde, la cual será proyectada hasta el 2024 .

Para realizar la proyección del consumo de diésel, es necesario conocer cuáles son las variables independientes con fuerte correlación con la variable dependiente y con despreciable, baja o mediana correlación entre sí.

En base a la Tabla N° 18, se calculó el coeficiente de correlación de cada combinación de variables con la fórmula mencionada en el punto 2.2. del capítulo 2 metodología.

Variables independientes vs variables independientes		Coeficiente de correlación	Nivel de correlación	Decisión
Producción de cobre en Cerro Verde (TMF)	Precio del cobre (USD/lb)	0,45	Moderado	Aceptado
Producción de cobre en Cerro Verde (TMF)	PBI (%)	-0,029	Despreciable	Aceptado
Precio del cobre (USD/lb)	PBI (%)	0,45	Moderado	Aceptado
Variables independientes vs variables dependientes		Coeficiente de correlación	Nivel de correlación	Decisión
Producción de cobre en Cerro Verde (TMF)	Consumo de diésel en Cerro Verde (galón/año)	0,97	Fuerte	Aceptado
Precio del cobre (USD/lb)	Consumo de diésel en Cerro Verde (galón/año)	0,85	Fuerte	Aceptado
PBI (%)	Consumo de diésel en Cerro Verde (galón/año)	0,38	Moderado	Rechazado

Tabla N° 26 Matriz de correlación entre variables
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 26 se puede observar los coeficientes de correlación de cada combinación de variables y tomando como referencia lo dicho en la Tabla N° 17 se tuvo el nivel de correlación para cada uno. Se puede ver que la combinación entre variables independientes tuvo en dos casos un nivel de correlación moderado y en un caso, nivel despreciable, mientras que en la combinación entre variables independientes y variable

dependiente, se encontraron dos casos con un nivel de correlación fuerte (señalada de color rojo en la Tabla N° 26) y uno con nivel moderado.

Según la Tabla N° 19 se decidió cuáles son las combinaciones que se aceptan y se rechazan. En la Tabla N° 26 se visualiza que en la combinación entre variables independientes no se encontró ninguna que tenga un nivel de correlación fuerte, lo que quiere decir que las variables independientes no se relacionan entre sí por lo que hasta el momento se encuentran aptos para usarse en la proyección de la variable independiente.

En la combinación de variable independiente y variables dependiente se observa que hay dos combinaciones con un nivel de correlación fuerte por lo que están aptos para utilizarse en la proyección de la variable dependiente. Pero hay una combinación que presenta un nivel de correlación moderada, esta es la combinación de PBI (variable independiente) y consumo de diésel en Cerro Verde (variable dependiente), y como se mencionó anteriormente es necesario tener un nivel de correlación fuerte para poder ser usado en la proyección de la variable dependiente. Es por esto que la variable independiente PBI fue rechazada y no será utilizada para la proyección, quedando las variables independientes producción de cobre en Cerro Verde y el precio del cobre para la proyección del consumo de diésel en Cerro Verde.

Para realizar la proyección se utilizó el programa econométrico E-Views 9, en el cual se colocó las variables independientes, precio del cobre (PRECIO) y producción de cobre de la minera Cerro Verde (PRODUCCIÓN) en el periodo del 2001 al 2024 y la variable dependiente, consumo de diésel de la minera Cerro Verde (CONSUMO) en el periodo del 2001 al 2015 dentro del programa como se visualiza en la Figura N° 39.

	PRECIO	PRODUCCION	CONSUMO
2001	0.72	76987	1696232
2002	0.71	86401	1886698
2003	0.81	87327	1734677
2004	1.3	88493	2323309
2005	1.67	93542	2450562
2006	3.05	96506	2909366
2007	3.23	273960	9257466
2008	3.15	324172	12905903
2009	2.34	308370	7731710
2010	3.41	312336	10379885
2011	3.99	302905	10817049
2012	3.6	278812	8759661
2013	3.32	261348	8950771
2014	3.11	235277	8325636
2015	2.49	255917	8411487
2016	2.21	522134	NA
2017	2.79	517136	NA
2018	2.81	590570	NA
2019	2.62	463054	NA
2020	2.57	491636	NA
2021	2.5	452326	NA
2022	2.5	438532	NA
2023	2.5	439734	NA
2024	2.5	438532	NA

Figura N° 39 Variables dependientes en el programa E-Views 9
Fuente: Programa E-Views 9, Elaboración propia

En la Figura N° 40 se muestra los resultados de la regresión lineal, en donde se interpretó los parámetros más importantes.

Equation: UNTITLED Workfile: CERRO VERDE 2::Untitled\

View Proc Object Print Name Freeze Estimate Forecast Stats Resids

Dependent Variable: CONSUMO
Method: Least Squares
Date: 01/15/18 Time: 15:36
Sample (adjusted): 2001 2015
Included observations: 15 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1492573.	595369.2	-2.506970	0.0276
PRECIO	612911.3	374859.1	1.635044	0.1280
PRODUCCION	31.89530	4.168039	7.652353	0.0000

R-squared	0.952765	Mean dependent var	6569361.
Adjusted R-squared	0.944893	S.D. dependent var	3924975.
S.E. of regression	921383.5	Akaike info criterion	30.48200
Sum squared resid	1.02E+13	Schwarz criterion	30.62361
Log likelihood	-225.6150	Hannan-Quinn criter.	30.48049
F-statistic	121.0255	Durbin-Watson stat	2.778412
Prob(F-statistic)	0.000000		

Figura N° 40 Resultado de la estimación del modelo del consumo de combustible
Fuente: Programa E-Views 9, Elaboración propia

El primero que se interpretó fue la probabilidad de cada una de las variables independientes de manera individual con respecto a la variable dependiente, en el cual se puede ver que la producción tiene una probabilidad de 0,0000 (0%), mientras que el precio tiene una probabilidad del 0,1280 (12.8%).

Esto se evalúa de acuerdo al nivel de significancia que se elige, normalmente el más usado es de 0,05 (5%), y este grado de significancia nos indica el máximo valor permisible que puede tener un resultado para ser tomado como significativo, es decir si se obtiene un valor de probabilidad menor al 0,05, hay una probabilidad menor al 5% de que el resultado no se dio al azar [46].

Entonces basándonos en un nivel de significancia del 5%, la producción (0%) estaría dentro del rango ya que es menor que este, mientras que el precio (12,8%) estaría por encima del nivel de significancia por lo que la probabilidad de que el resultado se dé por coincidencia es más fuerte. Por lo que esta sería una razón por la que podríamos descartar esta variable a pesar de que se haya obtenido un nivel de correlación alto, pero aun así se necesita ver otros parámetros antes de descartarlo por completo.

Otros parámetros importantes son el R cuadrado y R cuadrado ajustado, el primero te indica cuánto es el poder explicativo de la variable independiente con respecto a la variable dependiente, pero si se le agrega más variables este R cuadrado seguirá aumentando, aunque las otras variables no aporten poder explicativo. Es por eso que cuando son dos o más variables se utiliza otro parámetro, el R cuadrado ajustado, el cual aumenta solo cuando las variables que se agregan tienen más poder explicativo, es decir aportan nueva información para modelar la variable dependiente. Ambos parámetros se encuentran dentro de un rango de 0 a 1, donde mientras más cerca se esté de 1 significa que la variable independiente explica mucho mejor a la variable dependiente [28].

En la Figura N° 40 se muestra que se tiene un R cuadrado de 0,95, el cual es alto ya que se acerca a 1, pero como se mencionó anteriormente este valor simplemente crece por el hecho de aumentarle variables independientes. Entonces para realmente saber si las variables independientes a medida que aumentan están explicando mejor la variable dependiente, se toma en cuenta el R cuadrado ajustada que para este caso es de 0,94 que también es alto y lo que quiere decir es que ambas variables independientes explican en un

94% la variable dependiente. A pesar de que la producción tiene más influencia en el consumo de diésel, el precio también influye en este, aunque en menor medida por lo que es válido decir que ambas variables independientes permiten tener un mejor modelo.

Entonces el modelo para este caso basado en los resultados obtenidos sería el siguiente:

$$\text{Consumo} = -1492573 + 612911,3 * \text{Precio} + 31,8953 * \text{Producción}$$

Ecuación 9

Dónde:

Consumo: Consumo de diésel de la minera Cerro Verde (galones/año)

Precio: precio del cobre (USD/libra)

Producción: Producción de cobre (TMF)

Forecast

Forecast of
Equation: UNTITLED Series: CONSUMO

Series names
Forecast name:
S.E. (optional):
GARCH(optional):

Method
Static forecast
(no dynamics in equation)
 Coef uncertainty in S.E. calc

Forecast sample

Output
 Forecast graph
 Forecast evaluation

Insert actuals for out-of-sample observations

OK Cancel

Figura N° 41 Forecast de la variable dependiente
Fuente: Programa E-Views 9, Elaboración propia

Para poder realizar el pronóstico de la variable dependiente, se seleccionó la opción forecast la cual permitió proyectar el consumo de diésel en función del modelo obtenido en un periodo indicado (2001-2024) como se muestra en la Figura N° 41.

View	Proc	Object	Print	Name	Freeze	Default	Sort	Edit+/-	Smpl+/-	Compare+/-
		CONSUMOF		CONSUMO						
		CONSUMOF		CONSUMO						
2001		1404247.		1696232						
2002		1698380.		1886698						
2003		1789206.		1734677						
2004		2126723.		2323309						
2005		2514539.		2450562						
2006		3454894.		2909366						
2007		9225167.		9257466						
2008		10777661		12905903						
2009		9777194.		7731710						
2010		10559506		10379885						
2011		10614190		10817049						
2012		9606701.		8759661						
2013		8878066.		8950771						
2014		7917812.		8325636						
2015		8196126.		8411487						
2016		16515583		NA						
2017		16711658		NA						
2018		19066116		NA						
2019		14882502		NA						
2020		15763488		NA						
2021		14466780		NA						
2022		14026816		NA						
2023		14065154		NA						
2024		14026816		NA						

Figura N° 42 Consumo de diésel pronosticado vs Consumo de diésel real
Fuente: Programa E-Views 9, Elaboración propia

En la Figura N° 42 se visualiza la comparación entre el consumo de diésel pronosticado (consumo f) a partir del modelo obtenido y el consumo de diésel real (consumo), a partir del 2016 al 2024 se estimó el consumo de diésel en base al modelo obtenido por el software. También se puede ver en el Figura N° 43 esta comparación entre estos dos de manera gráfica, donde el consumo real esta expresado de color azul, mientras que el consumo pronosticado de color rojo y se puede ver que el software generó una ecuación que trata de modelar lo mejor posible el consumo real, pero nunca será exacto y a partir de esto pronosticar con este modelo el consumo de diésel para los años futuros que se desea conocer.

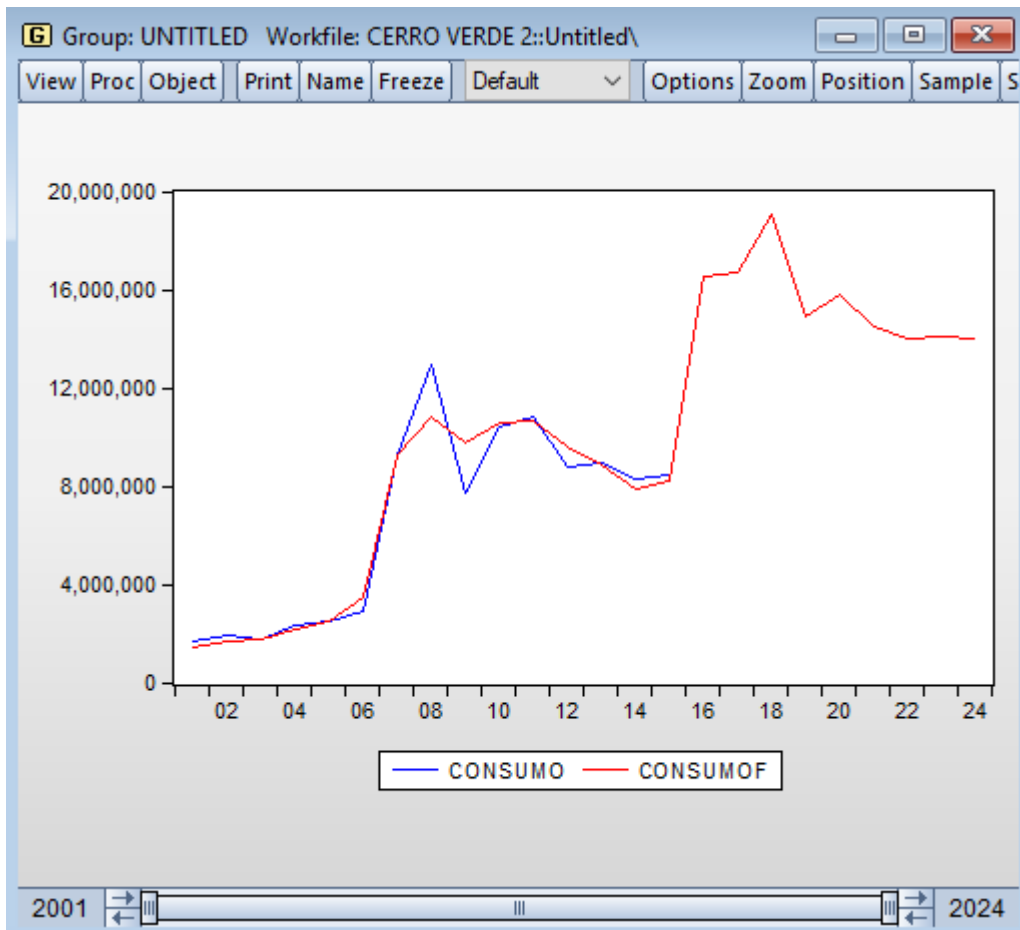


Figura N° 43 Comparación del consumo pronosticado vs consumo real
Fuente: Programa E-Views 9, Elaboración propia

Como se mencionó en la metodología, se utilizará los pronósticos del consumo de diésel a partir del 2018 hasta el 2024, ya que el 2016 y 2017 son años que ya pasaron. Entonces en la Tabla N° 27 se muestra el consumo de diésel (galones/año) y su equivalente en energía (MMBTU/año), gas natural (MMPCD/año) y GNL (galones/año) obtenidos de Tabla A- 2 donde se encuentran los factores de conversión.

Año	Demanda de Diésel (galones/año)	Demanda de Energía (MMBTU/año)	Demanda de Gas Natural (MMPCD/año)	Demanda de GNL (galones/año)
2018	19 066 116	2 483 171	6,34	28 263 001
2019	14 882 502	1 938 297	4,95	22 061 345
2020	15 763 488	2 053 037	5,24	23 367 290
2021	14 466 780	1 884 153	4,81	21 445 091
2022	14 026 816	1 826 853	4,66	20 792 903
2023	14 065 154	1 831 846	4,67	20 849 734
2024	14 026 816	1 826 853	4,66	20 792 903

Tabla N° 27 Proyección de la demanda de diésel, energía, gas natural y GNL, 2018-2024
Fuente: Elaboración propia

Se realizó los tres casos planteados y de esta manera se determinó la demanda de GNL equivalente en gas natural (MMPCD) que se requiere en diferentes situaciones para la mina Cerro Verde.

Caso 1	Gas natural (MMPCD/año)-25%	Diésel (Galones/año)-75%
2018	1,58	14 299 587
2019	1,24	11 161 876
2020	1,31	11 822 616
2021	1,20	10 850 085
2022	1,17	10 520 112
2023	1,17	10 548 866
2024	1,17	10 520 112
Promedio	1,26	11 389 036

Caso 2	Gas natural (MMPCD/año)-50%	Diésel (Galones/año)-50%
2018	3,17	9 533 058
2019	2,47	7 441 251
2020	2,62	7 881 744
2021	2,40	7 233 390
2022	2,33	7 013 408
2023	2,34	7 032 577
2024	2,33	7 013 408
Promedio	2,52	7 592 691

Caso 3	Gas natural (MMPCD/año)-75%	Diésel (Galones/año)-25%
2018	4,75	4 766 529
2019	3,71	3 720 625
2020	3,93	3 940 872
2021	3,61	3 616 695
2022	3,50	3 506 704
2023	3,51	3 516 289
2024	3,50	3 506 704
Promedio	3,79	3 796 345

Tabla N° 28 Casos de la demanda de gas natural vs diésel
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 28 se puede ver los diferentes casos planteados. Para el caso 1, un caso más conservador en el cual solo se reemplaza un 25% del diésel, se tiene que se podría llegar a demandar un promedio de 1,26 MMPCD de gas natural en los 7 años proyectados.

En el caso 2, un caso más equitativo, se reemplaza el 50% del diésel lo cual significa que habría una demanda promedio de 2,52 MMPCD de gas natural en el periodo

2018-2024. Mientras que el caso 3, un caso optimista, se puede llegar a demandar un promedio de 3,79 MMPCD de gas natural si se reemplaza un 75% del diésel para el mismo periodo.

El gas natural que se usaría para la mina Cerro Verde vendría del Lote 88 de Camisea el cual está destinado para el consumo interno. Para el 2014 Germán Jiménez, country manager de Pluspetrol, dijo que el Lote 88 tiene más de 10 trillones de pies cúbicos de gas natural en reservas probadas [47]. Es decir, hay grandes reservas de gas natural que actualmente no se está aprovechando eficientemente, y los proyectos que se están realizando sobre abastecer con GNL al norte y sur del país están destinados principalmente al sector residencial, el cual es el sector con menor demanda de gas natural. Para el primer semestre del 2016 el sector residencial consumió un volumen de 6,49 MMPCD de una demanda total de 536,80 MMPCD, lo cual representó el 1,2% del total [5].

En comparación a esto, se puede ver que la minera Cerro Verde en un caso optimista podría demandar 3,79 MMPCD de gas natural promedio, es decir un poco más de la mitad que el sector residencial para el primer semestre del 2016 (6,49 MMPCD) y el 4% del sector industrial (100 MMPCD) para el año 2015, esto simplemente usando el caso de una mina. Cuando esta sustitución de combustible podría aplicarse a otras minas del Perú, ya que solo en la Macro Región Sur actualmente se cuenta con más de 10 minas importantes y en el resto del Perú unas 30 minas que se encuentran en operación para la producción de cobre y otros minerales [11]. Además de más de 20 proyectos mineros en cartera para las minas del sur que se darán en los próximos años [48]. Si se realizará este estudio de demanda de gas natural para otras minas se podría determinar el potencial de demanda de gas natural para todo el sector minero de la Macro Región Sur y el resto del Perú.

3.3. Estimación del precio del GNL y diésel para los años proyectados

3.3.1. Estimación del precio del GNL

Como se mencionó en el punto 2.3.1. de la metodología la composición del precio del GNL es el siguiente:

$$\text{Precio final} = \text{GNBP} + \text{TGN} + \text{DGN} + \text{LGN} + \text{CG} + \text{TG} + \text{AG} \text{ Ecuación 10}$$

Dónde:

GNBP: Gas natural en boca de pozo

TGN: Transporte de gas natural

DGN: Distribución de gas natural

LGN: Licuefacción de gas natural

CG: Cargadero de GNL

TG: Transporte de GNL

AG: Almacenamiento de GNL

- Gas natural en boca de pozo: El costo del gas natural en boca de pozo fue obtenida del pliego tarifario de Cálidda, en el cual especifica que el costo es de **2,97 USD/MMBTU** aplicable desde el 1 de enero del 2018 [49].
- Transporte de gas natural: El costo por el transporte de gas natural por el gasoducto de TGP es de **1,20 USD/MMBTU**, el cual fue obtenido también del pliego tarifario de Cálidda [49].
- Distribución de gas natural: El costo de distribución también se obtuvo del pliego tarifario de Cálidda, pero para poder obtener este costo se tuvo primero que saber la categoría a la que pertenecería un cliente con la mina Cerro Verde.

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo:	GAS y TRANSPORTE			TARIFAS UNICAS DE DISTRIBUCION (1) EN \$/ (5)			
		Precio medio del gas natural (2)	Costo Medio del Transporte del Gas Natural (2)		Costo Fijo de Comercialización		Costo Fijo de Distribución	Costo Variable de Distribución
			Transporte del Gas	Recargos FISE (9)	Comercialización Fijo (CF)		Distribución Fijo (DF)	Distribución Variable (DV)
					\$/Sm3	\$/Sm3		
A1 (Sin Promoción)	Hasta 30 sm3/mes	0.11186668 X TCPG (3)			1.6394	----	----	0.6277997
A1 (Con Promoción) (8)	Hasta 30 sm3/mes	0.04165902 X TCPG (3)			1.6394	----	----	0.6277997
A2 (Sin Promoción)	31 - 300 sm3/mes	0.11186668 X TCPG (3)			5.4306	----	----	0.4482478
A2 (Con Promoción) (8)	31 - 300 sm3/mes	0.04165902 X TCPG (3)			5.4306	----	----	0.4482478
B	301 - 17.500 sm3/mes	0.11186668 X TCPG (3)	0.05148638 X	0.00249344 X	95.0529	----	----	0.2454707
C / IP (6)	17.501 - 300.000 sm3/mes	0.11186668 X TCPG (3)	TCRP(4)	TCRP(4)	----	0.0499	0.7603	0.1265778
D	300.001 - 900.000 sm3/mes	0.11186668 X TCPG (3)			----	0.0369	0.5629	0.0936867
GNV	Independiente del Consumo	0.11186668 X TCPG (3)			----	0.0424	0.6431	0.1070754
E	Mayor a 900.000 sm3/mes	0.11186668 X TCPG (3)			----	0.1185	1.8044	0.0632206
GE	Independiente del Consumo	0.06234008 X TCPG (3)			----	0.0980	1.4919	0.0522569

Figura N° 44 Pliego tarifario de gas natural
Fuente: Cálidda, 2018 [49]

Como se visualiza en la Figura N° 44, el cliente se clasifica de acuerdo al tipo de categoría el cual depende del consumo de gas natural que presente. El consumo de gas natural proyectado en los periodos del 2018 al 2024 es de 1,26 MMPCD en el caso 1, es decir el caso más conservador. Se utilizó la Tabla A- 2, para poder convertirlo a metros cúbicos (m3) por mes, ya que el consumo se encuentra en esta unidad en el pliego tarifario.

En la conversión de unidades se obtuvo 10 846 485 m³ por mes, por lo que se encuentra en la categoría E. Para esta categoría se tiene para lo que es tarifa de distribución lo que son costos fijos de comercialización, costo fijo de distribución y costo variable de distribución. Se utilizó la la Tabla A- 2 para realizar las conversiones y ya que se encuentra en nuevos soles, se usó el tipo de cambio especificado en el pliego tarifario (S/.3 2692/USD.) [49].

	Costo Fijo de Comercialización (S./.(Sm ³ /día)-mes)	Costo Fijo de Distribución (S./.(Sm ³ /día)-mes)	Costo Variable de Distribución (S./Sm ³)	Total
Precio de distribución inicial	0,12	1,80	0,06	1,99
Precio de distribución convertido (USD/MMBTU)	0,03	0,49	0,51	1,03

Tabla N° 29 Conversión de unidades del costo de distribución de gas natural
Fuente: Cálida, Elaboración propia [49]

Como se puede ver en la Tabla N° 29 el costo total obtenido de los distintos costos asociados a la distribución de gas natural es de **1,03 USD/MMBTU**.

- Licuefacción de gas natural: Se obtuvo el costo de referencia de OSINERGMIN, en el cual indica que este costo de licuefacción para la exportación a México era de **1,16 USD/MMBTU** y es el que utilizó para estimar el precio final del GNL [50].
- Cargadero de GNL: el costo del cargadero se basó en un ratio obtenido del cargadero que se inauguró a mediados del 2017 el cual tuvo un costo de 17 millones de dólares americanos con una capacidad para cargar 240 000 galones de GNL diarios [51].

Inversión	17 000 000	USD
Suministro	7 591 053	MMBTU/año
Ratio	2,24	USD/MMBTU
Retorno (7 años)	0,32	USD/MMBTU

Tabla N° 30 Cálculo del costo del cargadero a incluir en el precio final del GNL
Fuente: Perú LNG, Elaboración propia [51]

Para poder incluir el costo del cargadero en el precio final del GNL se calculó un ratio obtenido de la inversión y la cantidad de suministro convertido a MMBTU/año como

se observa en la Tabla N° 30. Este ratio (2,24 USD/MMBTU) es para recuperar la inversión en un año, entonces para disminuir este costo se consideró que el retorno se dará en 7 años, para lo cual se obtiene un costo de **0,32 USD/MMBTU** para recuperar la inversión del cargadero de GNL en este tiempo.

- Transporte de GNL: Para el transporte del GNL se consideró el costo de transporte de Pro inversión para el contrato de GNL para la concesión sur oeste, ya que Arequipa también se encuentra al sur del país. Este costo es de **3,38 USD/MMBTU** [22].
- Almacenamiento de GNL: El almacenamiento de GNL que se encontrará en la mina también tiene un costo de inversión y de operación, para el cual se utilizó un artículo de la revista de gas natural en el cual mencionan que la inversión para un tanque de almacenamiento que tenga un suministro de 1,27 MMPCD de gas natural, el costo de inversión sería de 592 000 dólares americanos y el costo de operación 76 000 dólares americanos por año [52].

Inversión	592 000	USD
Suministro	500 812	MMBTU/año
Ratio	1,18	USD/MMBTU
Retorno (7 años)	0,17	USD/MMBTU

Operación	76 000	USD
Suministro	500 812	MMBTU/año
Ratio (anual)	0,15	USD/MMBTU

Tabla N° 31 Cálculo de inversión y operación de tanque de almacenamiento a incluir en el precio final del GNL
Fuente: Ramirez, Rosendo, Elaboración propia [52]

Como se muestra en la Tabla N° 31 al igual que el cargadero de GNL, también se realizó ratios para la inversión y operación de un tanque de almacenamiento en la mina. El retorno de la inversión se realizó para 7 años y se obtuvo 0,24 USD/MMBTU por año, mientras que para la operación se obtuvo un ratio de 0,15 USD/MMBTU anual. En total el costo por inversión y operación del tanque de almacenamiento es de **0,32 USD/MMBTU**.

Finalmente, cuando todos los costos asociados al transporte de GNL desde el gas natural extraído de Camisea hasta la llegada del GNL a la mina fueron calculados, se puede estimar el precio final del GNL colocándolos en la fórmula.

$$\text{Precio final} = 2,97 + 1,20 + 1,03 + 1,16 + 0,32 + 3,38 + 0,32 \text{ USD/MMBTU}$$

Dónde:

GGBP: 2,97 USD/MMBTU

TGN: 1,20 USD/MMBTU

DGN: 1,03 USD/MMBTU

LGN: 1,16 USD/MMBTU

CG: 0,32 USD/MMBTU

TG: 3,38 USD/MMBTU

AG: 0,32 USD/MMBTU

El precio final de GNL obtenido de este cálculo es **10,38 USD/MMBTU**, es decir este será el precio que se tendrá que pagar la minera Cerro Verde por consumir GNL y como se mencionó anteriormente en la metodología este precio se utilizará para todos los años proyectados (2018-2024), ya que la mayoría de costos incluidos en el precio final son regulados y se puede decir que el precio no variará demasiado en los próximos años porque este oscilará en el precio base [39].

3.3.2. Estimación del precio del diésel

En Arequipa, el diésel que más se consumió a partir del año 2013 fue el diésel B5-S50 [53]. En la Tabla N° 32 se muestra los precios del diésel B5 S-50 de Arequipa del 2013 al 2017 en dólares americanos que fue convertido a partir de la Tabla A- 3.

Año	Precio del Diésel B5 S-50 (USD/galón)
2013	4,47
2014	4,21
2015	2,56
2016	2,45
2017	2,78

Tabla N° 32 Precio en dólares americanos del diésel B5 S-50 en Arequipa, 2013-2017
Fuente: OSINERGMIN, Elaboración propia [53]

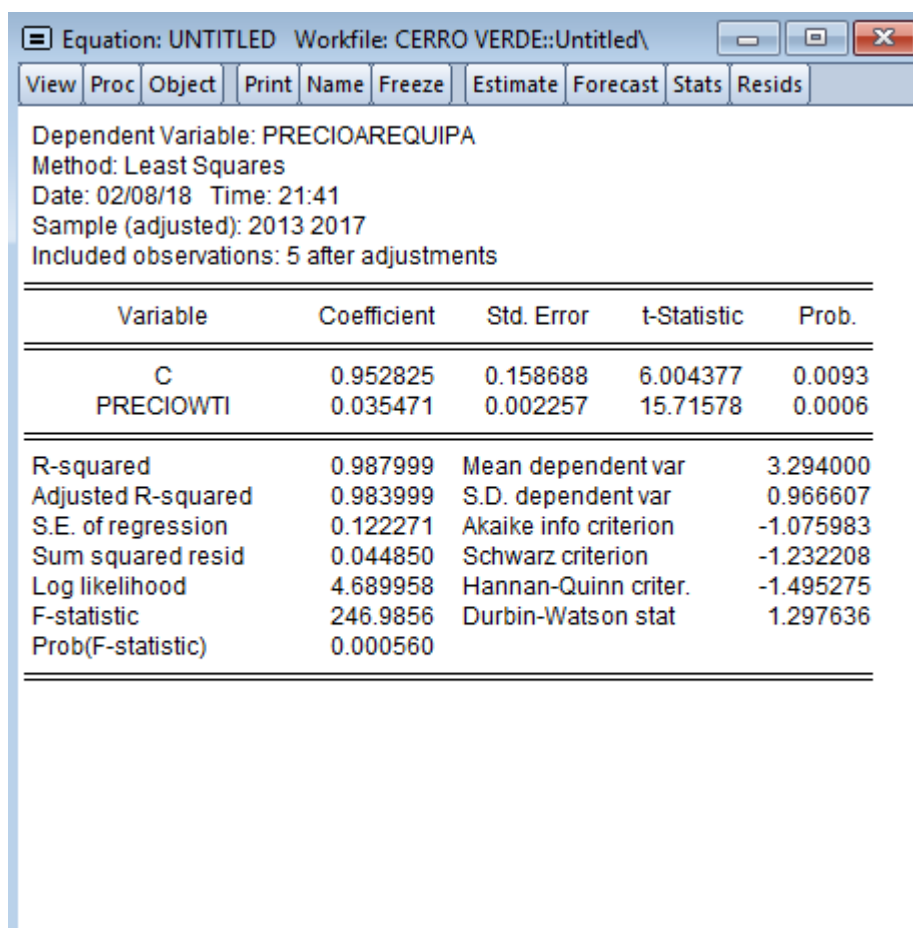
En la Tabla N° 33 se muestra la prueba de correlación que se hizo entre el precio WTI del barril de petróleo (variable independiente) y precio del diésel en Arequipa (variable dependiente), se puede ver que el nivel de correlación es fuerte lo que quiere decir

que la variable independiente explicará en gran medida la variable dependiente por lo que se pueden usar estas variables en el E-views 9 para hacer una proyección.

Variable independiente vs variable dependiente		Coefficiente de correlación	Nivel de correlación	Decisión
Precio WTI del barril de petróleo (USD/barril)	Precio del diésel en Arequipa (USD/galón)	0,99	Fuerte	Aceptado

Tabla N° 33 Nivel de correlación entre Precio WTI del barril de petróleo y precio del diésel en Arequipa
Fuente: Elaboración propia

En la Figura N° 45 se muestra los resultados de la regresión lineal en el que se interpretó los parámetros más importantes.



Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.952825	0.158688	6.004377	0.0093
PRECIOWTI	0.035471	0.002257	15.71578	0.0006

R-squared	0.987999	Mean dependent var	3.294000
Adjusted R-squared	0.983999	S.D. dependent var	0.966607
S.E. of regression	0.122271	Akaike info criterion	-1.075983
Sum squared resid	0.044850	Schwarz criterion	-1.232208
Log likelihood	4.689958	Hannan-Quinn criter.	-1.495275
F-statistic	246.9856	Durbin-Watson stat	1.297636
Prob(F-statistic)	0.000560		

Figura N° 45 Resultados de la estimación del modelo del precio del diésel en Arequipa
Fuente: Programa E-Views 9, Elaboración propia

El primero que se interpretó fue la probabilidad de la variable independiente manera individual con respecto a la variable dependiente, en el cual se puede ver que el precio WTI del barril de petróleo tiene una probabilidad de 0,0006 (0%).

Esto se evalúa de acuerdo al nivel de significancia que se elige, normalmente el más usado es de 0,05 (5%), y este grado de significancia nos indica el máximo valor permisible que puede tener un resultado para ser tomado como significativo, es decir si se obtiene un valor de probabilidad menor al 0,05, hay una probabilidad menor al 5% de que el resultado no se dio al azar [46]. Como se ve para este caso la probabilidad es menor que el 5% por lo que está dentro del rango esperado.

Otro parámetro importante es el R cuadrado, que te indica cuánto es el poder explicativo de la variable independiente con respecto a la variable dependiente. Este parámetro se encuentra dentro de un rango de 0 a 1, donde mientras más cerca se esté de 1 significa que la variable independiente explica mucho mejor a la variable dependiente [28].

En la Figura N° 45 se muestra que se tiene un R cuadrado de 0,987, el cual es alto ya que se acerca a 1, lo que quiere decir es que la variable independiente explica en un 99% la variable dependiente. Entonces el modelo para este caso basado en los resultados obtenidos sería el siguiente:

$$\mathbf{PrecioArequipa = 0,952825 + 0,035471 * PrecioWTI} \quad \mathbf{Ecuación 11}$$

Dónde:

PrecioArequipa: Precio del diésel en Arequipa (USD/galón)

PrecioWTI: Precio WTI del barril de petróleo (USD/barril)

Para poder realizar el pronóstico de la variable dependiente, se seleccionó la opción forecast la cual permitió proyectar el precio del diésel en Arequipa en función del modelo obtenido en un periodo indicado (2013-2024).

Year	PRECIOAR...	PRECIOAR...
2013	4.426172	4.470000
2014	4.256974	4.210000
2015	2.680276	2.560000
2016	2.484829	2.450000
2017	2.621748	2.780000
2018	2.657929	NA
2019	2.733128	NA
2020	2.809037	NA
2021	2.868983	NA
2022	2.928575	NA
2023	2.973978	NA
2024	3.017253	NA

Figura N° 46 Precio del diésel en Arequipa pronosticado vs real
Fuente: Programa E-Views 9, Elaboración propia

En la Figura N° 46 se visualiza la comparación entre el precio del diésel en Arequipa pronosticado a partir del modelo obtenido y el precio del diésel en Arequipa real, a partir del 2013 al 2024 se estimó el precio del diésel en Arequipa en base al modelo obtenido por el software. También se puede ver en el Figura N° 47 esta comparación entre estos dos de manera gráfica, donde el precio del diésel en Arequipa real esta expresado de color rojo, mientras que el consumo pronosticado de color azul y se puede ver que el software generó una ecuación que trata de modelar lo mejor posible el consumo real, pero nunca será exacto y a partir de esto pronosticar con este modelo el precio del diésel en Arequipa para los años futuros que se desea conocer.

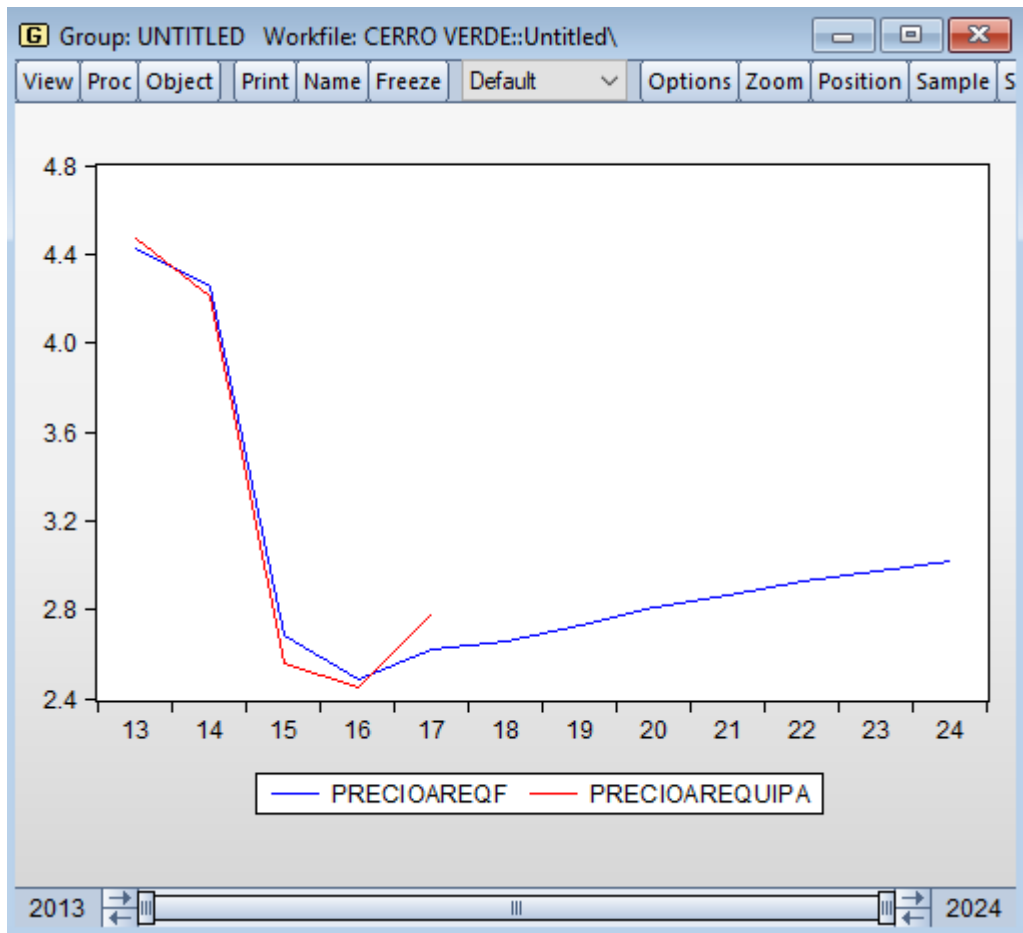


Figura N° 47 Comparación del precio de diésel en Arequipa real vs pronosticado
Fuente: Programa E-Views 9, Elaboración propia

En la Tabla N° 34 se muestra los precios del diésel en Arequipa para los años proyectados es decir del 2018 al 2024. Por fines prácticos para poder realizar una mejor comparación con el precio del GNL se utilizó un promedio de los precios del diésel de los años proyectado que fue de USD. 2,86 por galón.

Año	Precio del diésel en Arequipa (USD/galón)
2018	2,66
2019	2,73
2020	2,81
2021	2,87
2022	2,93
2023	2,97
2024	3,02
Promedio	2,86

Tabla N° 34 Precios del diésel en Arequipa para los años proyectados (2018-2024)
Fuente: Elaboración propia

Para poder comparar el precio del diésel con el del GNL es necesario que ambos tengan las mismas unidades, por lo que el precio del diésel se debe convertir a dólares americanos por MMBTU para lo cual se usó la Tabla A- 2, donde se encuentra los factores de conversión. Se obtuvo un precio del diésel B5 S-50 de **21,95 USD/MMBTU**.

Luego como se dijo, se añadió el costo de transporte del diésel B5 S-50 obtenido de OSINERGMIN para noviembre del 2015 el cual fue el último publicado. El costo de transporte para esta fecha fue 0,574 dólares americanos por galón los cuales convertido en términos de energía es **4,41 USD/MMBTU** [44].

El precio final obtenido para el diésel B5 S-50 es de **26,36 USD/MMBTU**.

3.4. Resultados de la evaluación técnico-económica para un equipo seleccionado

3.4.1. Selección del equipo

Usando como referencia el consumo de energía para la minería de cobre chilena, se obtuvo que el proceso que consume mayor cantidad de energía es la extracción de mineral a tajo abierto con un 39% del consumo del total como se ve en la Figura N° 48.

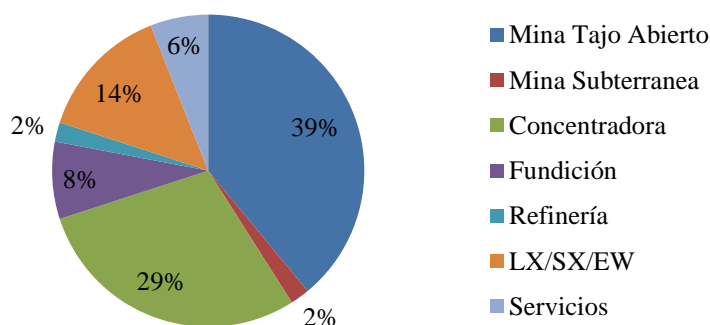


Figura N° 48 Distribución del consumo de energía por proceso, 2016
Fuente: Elaboración propia en base a Comisión Chilena de Cobre, 2017 [15]

Dentro del proceso de minería a tajo abierto, el consumo de combustible representa un 94% del total de energía consumida, mientras que el otro 6% es energía eléctrica. Además, el combustible más utilizado en la minería de cobre es el diésel con un 89% del total [15].

El equipo que consume más combustible diésel en el proceso de extracción en la minería a tajo abierto son los camiones de carga minero con un consumo que puede llegar en alguno a los 70 galones por hora [54]. Además de que pueden llegar a trabajar aproximadamente 18 horas al día y cuentan con una amplia flota.

Específicamente en la mina Cerro Verde uno de los camiones de carga que más se utiliza es el camión Caterpillar modelo 793 D, el cual será el equipo evaluado para el uso de GNL parcial en su motor.

3.4.2. Resultados de la evaluación técnica del equipo seleccionado

El equipo seleccionado es un camión de carga Caterpillar modelo 793 D, para el cual se encontraron dos tecnologías basadas en la conversión del motor diésel en un motor dual (GNL-diésel). Estas tecnologías son el sistema HDPI y el sistema estándar, pero antes de hablar de estos sistemas se mencionará cuáles son las ventajas de GNL frente al GNC y porque es preferible usarlo para camiones pesados.

Una de las limitantes del GNC es que tiene una autonomía limitada 300-400 km y se usa principalmente para vehículos ligeros, en comparación el GNL tiene una autonomía a 600-700 km con un depósito y puede llegar a 1 000 km con dos.

Como se muestra en la

Figura N° 49, un litro de diésel en términos energéticos representa 5 litros de GNC los cuales tienen que ser almacenado a una presión de 200 bares, mientras que la misma equivalencia energética presenta 1,8 litros de GNL los cuales tienen que ser almacenados a -162°C a 1 bar. Es por eso que el GNL se usa principalmente en camiones de larga distancia o que demanden mayor cantidad de energía [55].

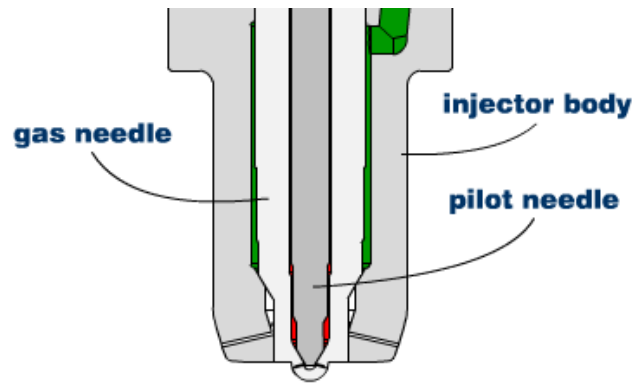


Figura N° 49 Equivalencia de energía entre el GNC y GNL vs Diésel
 Fuente: Asociación Ibérica de Gas Natural para la Movilidad, 2016 [55]

3.4.2.1. Sistema High Pressure Direct Injection

3.4.2.1.1. Funcionamiento

Como se mencionó anteriormente este 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°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 [56].



Legend: **Common Rail Diesel Fuel Pressure** █
Common Rail Natural Gas Pressure █
Pilot Injection Pressure █

Figura N° 50 Configuración del inyector HDPI
 Fuente: Westport, 2010 [56]

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 combustible piloto y se utiliza solo como fuente de ignición, y el gas natural como combustible principal. El diésel ingresa por el centro del inyector, mientras que el gas natural ingresa por los lados laterales como se puede ver en la Figura N° 50 estos ingresan a la cámara de combustión simultáneamente [56].

Características del sistema HDPI 2.0

A continuación, se mostrarán algunas características de este sistema [57]:

- 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 CV), 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.
- Sistemas de control electrónico rediseñados, que permiten la integración total con los controles existentes del motor.
- Presente 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.

- 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 seguridad del bajo costo.
- 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.
- 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 600 hp y motores grandes de 4 500 hp.

3.4.2.1.2. Ventajas y desventajas

Ventajas

- La mayoría de los motores de gas natural utilizados en móviles necesitan reducir su relación de compresión hasta en un 30% y su torque de salida hasta un 20% para evitar riesgos de golpeteo que dañen al motor lo que reduce el rendimiento del motor. Utilizando el principio del sistema HDPI se elimina el peligro del golpeteo del motor [57].
- La baja relación de compresión que tienen los motores de gas natural con encendido de ignición por chispa, para evitar el golpeteo tiene como resultados una menor eficiencia energética lo cual se traduce en más combustible quemado para lograr el mismo nivel de trabajo. Con el sistema HDPI 2.0 se puede lograr una eficiencia cercana a la del motor diésel (casi un 1%) [57].
- Como la relación de compresión del motor con el sistema HDPI 2.0 es la misma que la del motor diésel, esto permite tener menos cambios de componentes del motor.

- Los vehículos que utilicen esta tecnología pueden generar ahorros de costos debido al reemplazo del diésel por el GNL, lo que resultaría un beneficio económico para la empresa que aplique esta tecnología [57].
- Los motores con sistema HDPI no utilizan un acelerador para controlar la relación entre el aire y combustible, ya que el gas es inyectado directamente a la cámara de combustión al final de la carrera de compresión. En cambio, los motores de encendido por chispa necesitan de este acelerador para controlar la cantidad de la mezcla lo que resulta en un flujo de aire restringido y por ende una menor eficiencia [57].
- En comparación con el motor diésel, el gas natural inyectado directamente se quema con una temperatura de llama adiabática más baja y es menos propenso a la formación de partículas de carbono y además ofrece emisiones mínimas de óxido nitroso (NOx) y material particulado [57].
- Cuenta con consumo de combustible de 10 a 15% menor que otras tecnologías como los motores de gas natural encendidos por chispa.

Desventajas

- Una de las principales desventajas del sistema HDPI es que para volver a usar el modo diésel, es necesario reemplazar todo el sistema HDPI (inyectores, sensores, bombas, etc) por el sistema usado en motores diésel. Lo cual es una pérdida de tiempo que se traduce en pérdida de dinero.
- Otra desventaja importante es que este sistema HDPI funciona y está siendo utilizada en camiones tráiler de motores grandes que llevan carga a largas distancias, pero aún está siendo probada para camiones mineros por lo que es una tecnología nueva para este tipo de vehículos.
- Las altas emisiones de CO en comparación con el diésel.
- En comparación con los motores diésel, en los motores duales es necesario mantener dos sistemas.

3.4.2.1.3. Empresa que realiza la conversión

La empresa Westport es una de las empresas que ha estado a la vanguardia del desarrollo de esta tecnología por lo que en el 2017 se lanzó al mercado el High Pressure Direct Injection 2.0 para un sistema OEM. Este tipo de tecnología se ha desarrollado principalmente para el sector de carga pesada ya que el reemplazar el diésel por gas natural

suele disminuir el rendimiento, pero con el HDPI 2.0 promete conservar el rendimiento y la eficiencia de un motor diésel, además del ahorro de combustible y al mismo tiempo reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero [58].

3.4.2.1.4. Componentes del sistema HDPI 2.0

En la Figura N° 51 se muestra los principales componentes del sistema HDPI 2.0 que se describen a continuación [57]:

- Cuenta con un propulsor dual common rail HDPI 2.0 que está diseñado para la adaptabilidad de múltiple motores OEM que van desde 10 hasta 100 litros por cilindrada, es decir más de 50 kW por salida de cilindro. Con mayor rendimiento y capacidad de control, además cuenta con un diseño concéntrico de doble aguja con accionamiento y control electrohidráulico. El gas y el diésel son inyectados del mismo inyector, donde el diésel es inyectado de la zona media y el gas natural de las zonas laterales esto realizado de manera simultánea y a alta presión.
- Software HDPI el cual permite controlar y monitorear las cantidades de combustibles (diésel y gas natural) que son inyectadas a la cámara de combustión
- Cuenta con un módulo de acondicionamiento de gas natural, el cual permite controlar la presión precisa para bajas emisiones y un eficiente ahorro de combustible.
- Cuenta con tanques patentados de GNL que son de aproximadamente entre 70 a 150 galones y puede llegar hasta 20 000 galones dependiendo del uso, además presenta pruebas y validación de alta calidad.
- 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 N° 51 Componentes del sistema HDPI 2.0

Fuente: Westport [58]

3.4.2.1.5. El sistema HDPI en Caterpillar

Caterpillar incursionó en el uso de nuevas tecnologías con GNL el cual comenzó en junio del 2012, donde en conjunto con Westport y Electro-Motive Diésel anunciaron un plan para ofrecer soluciones con el sistema HDPI, el cual ya había sido comprobado en aplicaciones de carretera, para equipos todo terreno incluidos los camiones de minería Cat y también en locomotoras EMD [59].

Las nuevas opciones de modificación para la tecnología HDPI empezaron a desarrollarse en el 2012 poniendo a prueba los camiones de carga 793, 795 y 797 de Caterpillar, el cual mencionan que tiene una eficiencia, rendimiento y capacidad de respuesta comparable con un motor diésel. Además de una reducción del 25% de las emisiones de gases de efecto invernadero [60].

“Los operadores de camiones de GNL pueden llegar a ahorrar USD. 600 000 por año en cada camión solo en costos de combustible, en base a una diferencia de precio de \$1,50 por galón diésel. El costo del kit de actualización los compradores de camiones podrían ver la recuperación de la inversión en menos de dos años”, dijo Paul Blomerus, director de la división de alto rendimiento en Westport [60].

3.4.2.2. Sistema estándar

3.4.2.2.1. Funcionamiento

La diferencia con el sistema HDPI es en como entra el gas natural a la cámara de combustión. El GNL se almacena en un tanque criogénico para mantener el estado líquido al igual que el otro sistema, la cantidad de GNL que se envía es controlada por una unidad de control del motor (ECU). El GNL se dirige a un vaporizador para convertir el GNL en estado gaseoso para luego mezclarse con el aire e ingresar por la válvula de admisión, al igual que el sistema HDPI necesita del diésel como combustible de ignición, aunque en mayor cantidad, aproximadamente la cantidad de diésel que se puede reemplazar es entre el 50 y 70% [24]. .

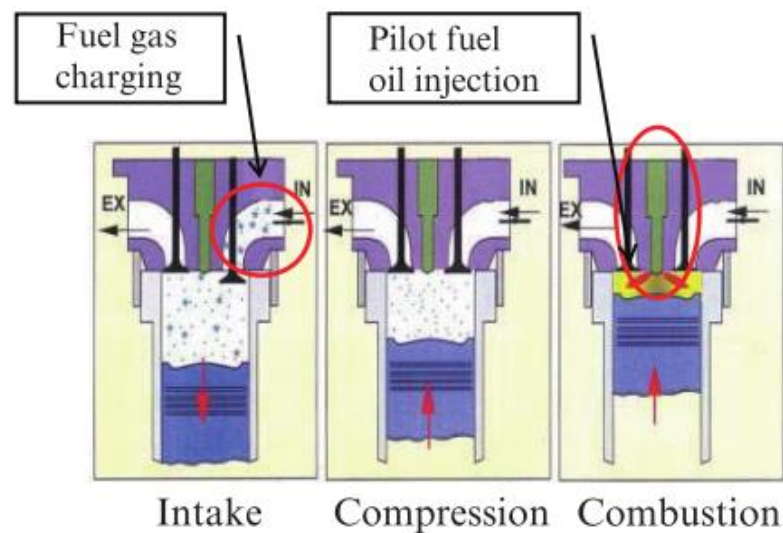


Figura N° 52 Funcionamiento del sistema estándar de un motor dual (GNL-diésel)
Fuente: JFE,2014 [61]

En la Figura N° 52 se muestra de manera más detallada cómo funciona el sistema estándar, se ve que en la etapa de admisión la mezcla de gas natural y aire entran por la válvula de admisión, en la etapa de compresión el aire y el gas natural aumentan la presión pero la temperatura de ignición del gas natural es demasiado alto, por lo que necesita del diésel que tiene una temperatura de ignición mucho más bajo el cual permite hacer la combustión en la cámara [61]. Este sistema necesita una mayor cantidad de diésel debido a que no se inyecta a alta presión como el sistema HDPI.

3.4.2.2.2. Ventajas y desventajas

Ventajas

- A pesar de que el motor utilice gas natural y diésel para su funcionamiento, puede mantenerse el modo diésel 100%.
- Si la disponibilidad de gas natural se interrumpe la flexibilidad del combustible tiene ventaja frente al sistema HDPI el cual necesita hacer cambios grandes para volver a utilizar el diésel.
- La potencia a una velocidad de trabajo promedio es muy parecida a la de un motor diésel.
- Mayor relación de compresión y eficiencia en comparación con los motores de encendido de gas por chispa.
- El intervalo de mantenimiento del motor dual es largo al igual que el motor diésel.
- La emisión de NOx en comparación con el motor diésel es muy bajo.

Desventajas

- Si este motor se queda sin diésel no podría funcionar solo con gas natural, en comparación con los motores de gas natural de encendido por chispa.
- Las altas emisiones de CO en comparación con el diésel.
- En comparación con los motores diésel, en los motores dual es necesario mantener dos sistemas
- Posible pérdida de la garantía del motor, lo cual dependerá del proveedor del motor.
- Menor eficiencia volumétrica que el motor diésel, debido a que el gas natural ingresa por la válvula de admisión lo que puede generar una menor potencia que los sistemas HDPI.

3.4.2.2.3. Empresa que realiza la conversión

Una de las empresas que desarrolla los motores dual (GNL-diésel) con el sistema estándar en GFS Corp el cual tiene un sistema llamado EVO-MT, el cual permite realizar la conversión de motores para grandes motores de transporte minero y reemplazar hasta un 50% del diésel utilizado. Este es un sistema integrado tanto el almacenamiento como todo equipo necesario para la conversión, el cual es instalado en campo. Estos sistemas están diseñados exclusivamente para motores de camiones del modelo Caterpillar 777B, C y D; Caterpillar 793 B, C y D; Caterpillar 785 B, C y D y el Komatsu 830 y 930 E [62].

3.4.2.2.4. Componentes del sistema EVO-MT

En la Figura N° 53 se muestra los principales componentes del sistema estándar que se describen a continuación [62]:

- Cuenta con un tanque de almacenamiento de GNL, que almacena de forma segura el GNL para mantener el estado líquido y aguantar las duras condiciones del ambiente minero.
- Cuenta con un sistema de unidad de control electrónico (ECU), el cual se encarga de monitorear los datos críticos del motor y del sistema, al que brinda protección. A su vez controla el modo de funcionamiento del combustible, es decir modo diésel o dual (GNL-diésel). Además, controla la cantidad de gas que entra al mezclador de aire y combustible.
- Cuenta con un mezclador de aire y gas, el cual se encarga mediante un sistema computacional asegurar la mezcla óptima de gas natural y aire de admisión. También este componente asegura el flujo adecuado de aire necesario para mantener la eficiencia.
- Módulo Knock y sensor los cuales se ubican dentro del cada cilindro y monitorean cada uno al momento de la etapa de combustión, es decir cuando ocurre la detonación del combustible, de esta manera se conoce la frecuencia a la que ocurre esta detonación para evitar el uso excesivo de combustible que podría dañar el motor.
- Conexión rápida de combustible, es el lugar por donde se recarga de GNL al tanque, llega a proporcionar el combustible a 50 galones por minuto. El cual evita fugas durante esta etapa ya que se cierra automáticamente ante una separación forzada.
- Medidores de flujo de diésel, el cual permite monitorear la cantidad de diésel utilizada y se encuentra en la cabina del conductor.
- Detector de gas metano, que controla los niveles del combustible gas y envía la información al sistema ECU.
- Medido de flujo de gas, el cual permite monitorear la cantidad del combustible GNL en tiempo real.
- Parada de emergencia, instalada dentro del vehículo y otro afuera de este el cual parar todo el sistema cuando se encuentran alguna emergencia.

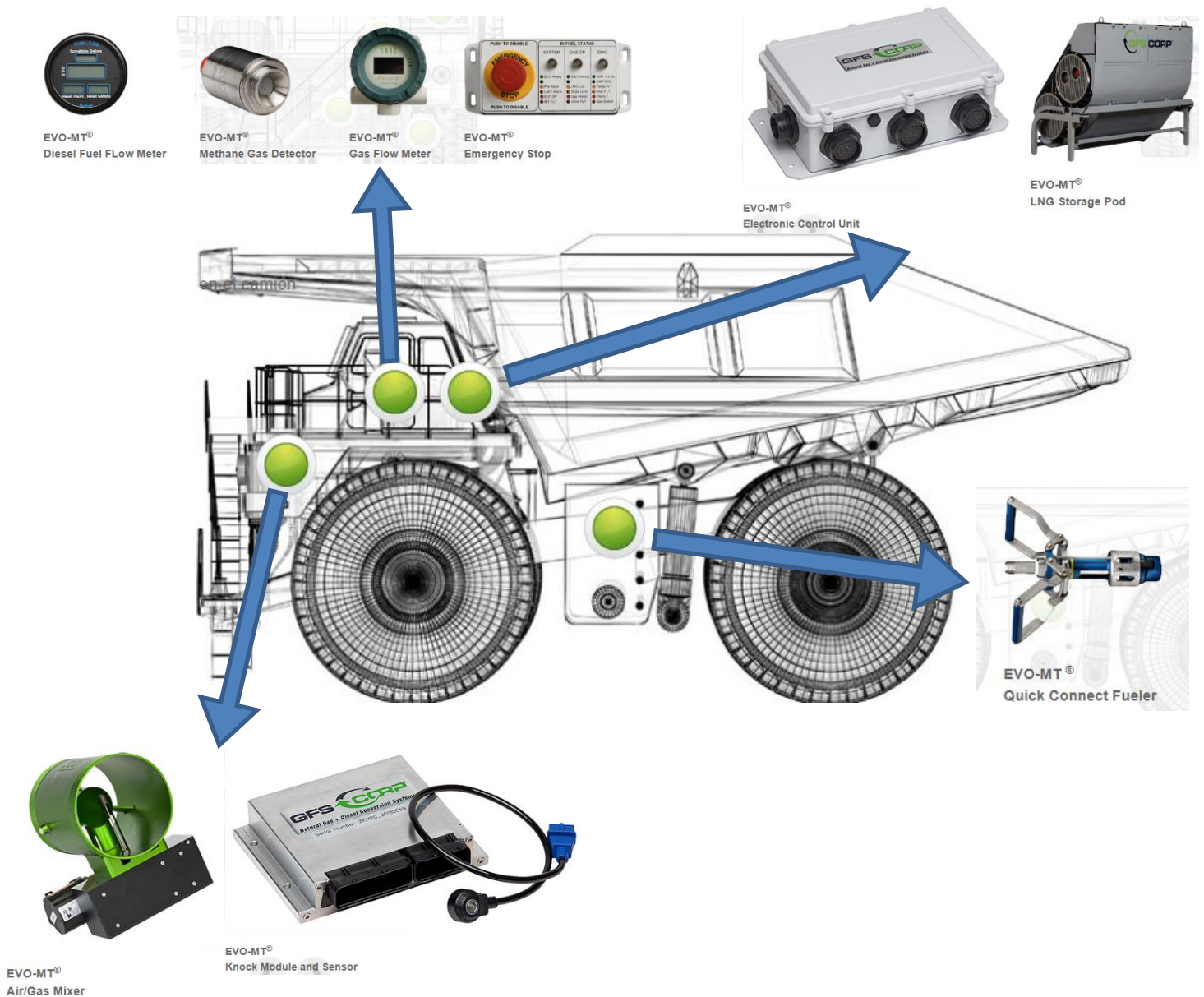


Figura N° 53 Componentes del motor dual con sistema estándar
Fuente: GFS Corp, Elaboración propia [62]

3.4.2.2.5. El sistema estándar en Caterpillar

La empresa Caterpillar empezó a poner en venta a partir de enero del 2018 un kit de conversión que permite utilizar el GNL (combustible principal) y diésel (combustible de ignición) basados en su tecnología Cat Dynamic Gas Blending (DGB) el cual tiene como fundamento el sistema estándar. Este kit está disponible para el camión minero Caterpillar 785 C y según Steve Igoe, gerente comercial de Gas Engine Business de Caterpillar, este kit de conversión permitirá generar ahorros entre el 20 y 40 % en costos de combustible [63].

3.4.3. Resultados de la evaluación económica del equipo seleccionado

Como se mencionó en la metodología se realizó algunos supuestos para poder realizar el cálculo del ahorro económico de combustible para el equipo seleccionado, en este caso un camión minero de carga Caterpillar 793 D de la mina Cerro Verde.

- El primer supuesto que se tomó es la carga a la que está sometido el camión Caterpillar 793 D como se muestra en la Tabla N° 35 . Debido a que el consumo de diésel depende del factor de carga, este depende del esfuerzo que realice, ya que la carga está en función a distintos factores como pendientes o caminos dificultosos. Como se desconoce el factor carga a la que está sometido el camión, utilizaremos los tres casos para evaluar el ahorro económico.

	Bajo (galones/hora)	Medio(galones/hora)	Alto(galones/hora)
Cat 793D	36	48	60

Tabla N° 35 Consumo de diésel para cada factor de carga
Fuente: Caterpillar, Elaboración propia [54]

- El segundo supuesto será el precio del GNL y diésel que ya se calcularon en la parte superior y se obtuvo que el precio del GNL sería **de USD. 10,38 por MMBTU** y del diésel sería de **USD. 21,95 por MMBTU**.
- El tercer supuesto es el número de horas que trabaja un camión minero al año, para el cual se tomó como referencia el número de horas anuales que utilizó Ferreyros en una evaluación del Coste Total de Propiedad y Operación (TCO) para la empresa MDH en un camión minero Caterpillar modelo 777 F que fue de **6 792** horas anuales.

A continuación, se mostrará cuanto será el ahorro económico y de combustible para el sistema HDPI y estándar.

3.4.3.1. Sistema High Pressure Direct Injection

En la Tabla N° 36 se muestra el ahorro económico del combustible si se trabajara a bajar carga (36 galones/hora) con el sistema HDPI, el cual utiliza 5% de diésel y 95 % de GNL. Se puede ver que trabajando a esta carga se puede llegar a ahorrar al año USD. 483 583 con el motor dual (GNL-diésel) en el camión minero Caterpillar 793 D, lo cual

representa un 58% de ahorro económico de combustible con respecto al costo del combustible de un motor diésel.

	Caterpillar 793 D	
	Baja Carga (36 galones/hora)	
	Motor diésel	Motor dual (diésel-GNL)
Precio presente de MMBTU de diésel (USD/MMBTU)	26,36	26,36
Precio presente de MMBTU de GNL (USD/MMBTU)	-	10,38
Consumo promedio de diésel MMBTU/hora	4,69	0,23
Consumo promedio de GNL MMBTU/hora	-	4,46
Promedio Anual de Operación horas/año	6 792	6 792
Costo de combustible por año (USD/año)	699 206	349 077
Ahorro económico por año en combustible (USD/año)		483 583
Ahorro porcentual		58%

Tabla N° 36 Ahorro económico en combustible de un Cat 793D que trabaja a baja carga con el sistema HDPI
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 37 se muestra el ahorro económico del combustible si se trabajara a media carga (48 galones/hora) con el sistema HDPI, el cual utiliza 5% de diésel y 95 % de GNL. Se puede ver que trabajando a esta carga se puede llegar a ahorrar al año USD. 644 433 con el motor dual (GNL-diésel) en el camión minero Caterpillar 793 D, lo cual representa un 58% de ahorro económico de combustible con respecto al costo del combustible de un motor diésel.

	Caterpillar 793 D	
	Media Carga (48 galones/hora)	
	Motor diésel	Motor dual (diésel-GNL)
Precio presente de MMBTU de diésel (USD/MMBTU)	26,36	26,36
Precio presente de MMBTU de GNL (USD/MMBTU)	-	10,38
Consumo promedio de diésel MMBTU/hora	6,25	0,31
Consumo promedio de GNL MMBTU/hora	-	5,94
Promedio Anual de Operación horas/año	6 792	6 792
Costo de combustible por año (USD/año)	931 778	465 188
Ahorro económico por año en combustible (USD/año)		644 433
Ahorro porcentual		58%

Tabla N° 37 Ahorro económico en combustible de un Cat 793D que trabaja a media carga con el sistema HDPI
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 38 se muestra el ahorro económico del combustible si se trabajara a alta carga (60 galones/hora) con el sistema HDPI, el cual utiliza 5% de diésel y 95 % de

GNL. Se puede ver que trabajando a esta carga se puede llegar a ahorrar al año USD. 805 284 con el motor dual (GNL-diésel) en el camión minero Caterpillar 793 D, lo cual representa un 58% de ahorro económico de combustible con respecto al costo del combustible de un motor diésel.

	Caterpillar 793 D	
	Alta Carga (60 galones/hora)	
	Motor diésel	Motor dual (diésel-GNL)
Precio presente de MMBTU de diésel (USD/MMBTU)	26,36	26,36
Precio presente de MMBTU de GNL (USD/MMBTU)	-	10,38
Consumo promedio de diésel MMBTU/hora	7,81	0,39
Consumo promedio de GNL MMBTU/hora	-	7,42
Promedio Anual de Operación horas/año	6 792	6 792
Costo de combustible por año (USD/año)	1 164 349	581 299
Ahorro económico por año en combustible (USD/año)		805 284
Ahorro porcentual		58%

Tabla N° 38 Ahorro económico en combustible de un Cat 793D que trabaja a alta carga con el sistema HDPI
Fuente: Elaboración propia

Como se muestra en la Tabla N° 36, Tabla N° 37 y Tabla N° 38, el ahorro económico va depender principalmente de la cantidad de combustible que se consuma, es decir mientras mayor sea el consumo de un camión minero mayor también lo será el ahorro. Es por eso que cuando se trabaja a alta carga se puede recuperar hasta un 40% más de cuando se trabaja a baja carga.

	Caterpillar 793 D		Caterpillar 793 D		Caterpillar 793 D	
	Baja Carga (36 galones/hora)		Media Carga (48 galones/hora)		Alta Carga (60 galones/hora)	
	Motor diésel	Motor dual (diésel-GNL)	Motor diésel	Motor dual (diésel-GNL)	Motor diésel	Motor dual (diésel-GNL)
Consumo de diésel por año (galones/año)	244 512	12 226	326 016	16 301	407 520	20 376
Consumo de GNL por año (galones/año)	-	344 778	-	459 006	-	573 564

Tabla N° 39 Consumo de diésel y GNL por año (galones/año) con el sistema HDPI
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 39 se muestra cuánto sería el consumo de diésel y GNL dependiendo de la carga que se utilice. En el caso de un uso a alta carga del camión minero se puede llegar a ahorrar hasta 387 144 galones por año, esto para un solo camión minero.

3.4.3.2. Sistema estándar

En la Tabla N° 40 se muestra el ahorro económico del combustible si se trabajara a baja carga (36 galones/hora) con el sistema estándar, el cual utiliza 50% de diésel y 50 % de GNL. Se puede ver que trabajando a esta carga se puede llegar a ahorrar al año USD. 254 517 con el motor dual (GNL-diésel) en el camión minero Caterpillar 793 D, lo cual representa un 30% de ahorro económico de combustible con respecto al costo del combustible de un motor diésel.

	Caterpillar 793 D	
	Baja Carga (36 galones/hora)	
	Motor diésel	Motor dual (diésel-GNL)
Precio presente de MMBTU de diésel (USD/MMBTU)	26,36	26,36
Precio presente de MMBTU de GNL (USD/MMBTU)	-	10,38
Consumo promedio de diésel MMBTU/hora	4,69	2,35
Consumo promedio de GNL MMBTU/hora	-	2,35
Promedio Anual de Operación horas/año	6 792	6 792
Costo de combustible por año (USD/año)	699 206	514 928
Ahorro económico por año en combustible (USD/año)		254 517
Ahorro porcentual		30%

Tabla N° 40 Ahorro económico en combustible de un Cat 793D que trabaja a baja carga con el sistema estándar
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 41 se muestra el ahorro económico del combustible si se trabajara a media carga (48 galones/hora) con el sistema estándar, el cual utiliza 50% de diésel y 50 % de GNL. Se puede ver que trabajando a esta carga se puede llegar a ahorrar al año USD. 339 176 con el motor dual (GNL-diésel) en el camión minero Caterpillar 793 D, lo cual representa un 30% de ahorro económico de combustible con respecto al costo del combustible de un motor diésel.

	Caterpillar 793 D	
	Media Carga (48 galones/hora)	
	Motor diésel	Motor dual (diésel-GNL)
Precio presente de MMBTU de diésel (USD/MMBTU)	26,36	26,36
Precio presente de MMBTU de GNL (USD/MMBTU)	-	10,38
Consumo promedio de diésel MMBTU/hora	6,25	3,13
Consumo promedio de GNL MMBTU/hora	-	3,13
Promedio Anual de Operación horas/año	6 792	6 792
Costo de combustible por año (USD/año)	931 778	686 204
Ahorro económico por año en combustible (USD/año)		339 176
Ahorro porcentual		30%

Tabla N° 41 Ahorro económico en combustible de un Cat 793D que trabaja a media carga con el sistema estándar
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 42 se muestra el ahorro económico del combustible si se trabajara a alta carga (60 galones/hora) con el sistema estándar, el cual utiliza 50% de diésel y 50 % de GNL. Se puede ver que trabajando a esta carga se puede llegar a ahorrar al año USD. 423 834 con el motor dual (GNL-diésel) en el camión minero Caterpillar 793 D, lo cual representa un 30% de ahorro económico de combustible con respecto al costo del combustible de un motor diésel.

	Caterpillar 793 D	
	Alta Carga (60 galones/hora)	
	Motor diésel	Motor dual (diésel-GNL)
Precio presente de MMBTU de diésel (USD/MMBTU)	26,36	26,36
Precio presente de MMBTU de GNL (USD/MMBTU)	-	10,38
Consumo promedio de diésel MMBTU/hora	7,81	3,91
Consumo promedio de GNL MMBTU/hora	-	3,91
Promedio Anual de Operación horas/año	6 792	6 792
Costo de combustible por año (USD/año)	1 164 349	857 481
Ahorro económico por año en combustible (USD/año)		423 834
Ahorro porcentual		30%

Tabla N° 42 Ahorro económico en combustible de un Cat 793D que trabaja a alta carga con el sistema estándar
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 43 se muestra cuánto sería el consumo de diésel y GNL dependiendo de la carga que se utilice. En el caso de un uso a alta carga del camión minero se puede llegar a ahorrar hasta 203 760 galones por año, esto para un solo camión minero

	Caterpillar 793 D		Caterpillar 793 D		Caterpillar 793 D	
	Baja Carga (36 galones/hora)		Media Carga (48 galones/hora)		Alta Carga (60 galones/hora)	
	Motor diésel	Motor dual (diésel-GNL)	Motor diésel	Motor dual (diésel-GNL)	Motor diésel	Motor dual (diésel-GNL)
Consumo de diésel por año (galones/año)	244 512	122 256	326 016	163 008	407 520	203 760
Consumo de GNL por año (galones/año)	-	181 667	-	241,579	-	301,877

Tabla N° 43 Consumo de diésel y GNL por año (galones/año) con el sistema estándar
Fuente: Elaboración propia

Ambas tecnologías te producen un ahorro económico de combustibles, pero el sistema HDPI debido a que usa un mayor porcentaje de GNL te llega a ahorrar casi el doble que el sistema estándar. En cuestión del combustible también se ahorra hasta un 47% más de diésel con el sistema HDPI. Al final la decisión de cual sistema usar va depender de la empresa en base a sus objetivos.

Si cualquiera de los dos sistemas se aplicará a una flota de camiones para una mina el ahorro tanto económico como de consumo de combustible diésel sería mucho mayor dando mejores resultados a la mina.

Como se mencionó en la metodología luego se realizó una evaluación económica más detallada para buscar indicadores económicos como el Valor Presente Neto del Total de Costos, Tasa Interna de Retorno y Pay Back a la tecnología más conveniente. Para este caso fue el camión minero Caterpillar 793 D con el sistema HDPI ya que permite un mayor reemplazo del GNL por el diésel. Donde los supuestos fueron los siguientes:

- El costo de inversión para el sistema HDPI en un camión minero tiene un aproximado de USD. 1 200 000, lo cual fue obtenido de lo dicho por Paul Blomerus, director de la división de alto rendimiento en Westport, la empresa que desarrolla el sistema HDPI [64].

- Para el costo de mantenimiento del camión minero Caterpillar 793 D, se tomó como referencia el utilizado por Ferreyros en una evaluación del Coste Total de Propiedad y Operación (TCO) para la empresa MDH en un camión minero Caterpillar modelo 777 F que fue de USD. 36,43 por horas de operación (6 792 horas de operación al año) para un motor diésel, mientras que para un motor dual (diésel-GNL) se tomó un costo de mantenimiento conservador siendo un 20% más que el costo de mantenimiento de un motor diésel. Esto se muestra de forma detallada en el Tabla N° 44 [65]:

Costo de mantenimiento de componentes mayores (USD/hora de operación)	24,36	29,23
Costo de mantenimiento de componentes menores (USD/hora de operación)	2,46	2,95
Mantenimiento general (USD/hora de operación)	5,9	7,08
Mantenimiento predictivo (USD/hora de operación)	3,73	4,47
Total (USD/hora de operación)	36,45	43,74

Tabla N° 44 Costos de operación de un camión minero con un motor diésel y motor dual (diésel-GNL)
Fuente: Ferreyros, Elaboración propia [65]

- La tasa de descuento que se utiliza normalmente es 10%, por lo que se aplicó a este caso.
- El consumo promedio de combustible que se usó para este caso es 48 galones por hora de diésel ya que es el consumo cuando se encuentra a una carga media [54].
- La cantidad de años que se evaluó fue 7 años ya que son los años en los que se hizo la proyección (2018-2024).

A continuación, se muestra la evaluación económica detallada al motor dual (GNL-diésel) con el sistema HDPI para el camión minero Caterpillar 793 D, donde primero se hizo la comparación del valor presente neto del total de costos para el motor diésel y el motor dual.

	Caterpillar 793 D	
	Media Carga (48 galones/hora)	
	Motor diésel	Motor dual (diésel-GNL)
Inversión (USD)	-	1 200 000
Precio presente de MMBTU de diésel (USD/MMBTU)	26,36	26,36
Precio presente de MMBTU de GNL (USD/MMBTU)	0	10.38
Consumo promedio de diésel (MMBTU/hora)	6,25	0,31
Consumo promedio de GNL (MMBTU/hora)	-	5,94
Promedio Anual de Operación (horas/año)	6 792	6 792
Costo de combustible por año (USD/año)	1 118 982	474 549
Mantenimiento de componentes mayores anual (USD/año)	165 453	198 544
Mantenimiento de componentes menores anual (USD/año)	16 708	20 050
Mantenimiento general anual (USD/año)	40 073	48 087
Mantenimiento preventivo anual (USD/año)	25 334	30 401
Otros		
Años evaluados	7	7
Tasa de descuento %	10%	10%

Datos de salida		
Valor presente neto del total de costos	6 652 940	4 956 621
Valor presente neto de combustible	5 447 673	2 310 301
Valor presente neto de mantenimiento de componentes mayores	805 495	966 594
Valor presente neto de mantenimiento de componentes menores	81 343	97 612
Valor presente neto de mantenimiento general	195 091	234 109
Valor presente neto de mantenimiento preventivo	123 337	148 005

Tabla N° 45 Valor presente neto del total de costos para el Cat 793 D de un motor diésel vs dual (2018-2024)
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 45 se muestra un resumen de los resultados sobre la comparación entre el valor presente neto del total de costos para el motor diésel vs dual del camión minero Cat 793 D. En la

	0	1	2	3	4	5	
Inversión (USD)	0						
Costo de combustible (USD/año)		1 118 982	1 118 982	1 118 982	982	1 118 982	1 118 982
Mantenimiento de componentes mayores (USD/año)		165 453	165 453	165 453	165 453	165 453	165 453
Mantenimiento de componentes menores (USD/año)		16 708	16 708	16 708	16 708	16 708	16 708
Mantenimiento general (USD/año)		40 073	40 073	40 073	40 073	40 073	40 073
Mantenimiento preventivo (USD/año)		25 334	25 334	25 334	25 334	25 334	25 334
					1 366 550	1 366 550	1 366 550
Valor neto de costos (USD/año)	0	1 242 319	1 129 380	1 026 710	933 372	848 520	771 148
Costo de combustible (USD/año)		1 017 256	924 779	840 708	764 280	694 800	631 311
Mantenimiento de componentes mayores		150 412	136 738	124 307	113 007	102 733	93 404
Mantenimiento de componentes menores		15 189	13 809	12 553	11 412	10 375	9 404
Mantenimiento general (USD/año)		36 430	33 118	30 107	27 370	24 882	22 591
Mantenimiento preventivo (USD/año)		23 031	20 937	19 034	17 304	15 731	14 404
Valor neto del total de costos		6 652 940					
Valor neto de combustible		5 447 673					
Valor neto de mantenimiento de componentes mayores		805 495					
Valor neto de mantenimiento de componentes menores		81 343					
Valor neto de mantenimiento general		195 091					
Valor neto de mantenimiento preventivo		123 337					

Tabla A- 6 y Tabla A- 7 se muestra de manera más detallada sobre el cálculo realizado para obtener el VPN del total de costos para el motor diésel y el dual respectivamente.

En la Tabla N° 45 se visualiza que el valor presente neto con respecto al combustible en un motor dual (USD. 2 310 301) es casi la mitad del valor presente neto de un combustible para el motor diésel (USD. 5 447 673). Efectivamente tomando en cuenta solo el combustible nos muestra que este nuevo sistema es rentable, pero hay más factores involucrados dentro de una nueva tecnología como la inversión y los costos de mantenimiento, por lo que para tener un análisis más real también se tomó en cuenta estos factores.

Tomando en cuenta todos estos factores se obtuvo lo que es el valor presente neto del total de costos que fue USD. 6 652 940 y USD. 4 956 621 para el motor diésel y dual

respectivamente. Entonces así se ve de manera más completa cuanto sería los costos asociados a un motor (diésel y dual) para los años proyectados, y se obtuvo que a pesar de que un motor dual tiene un mayor costo de mantenimiento, el VPN de los costos totales asociados a esta tecnología sigue siendo menor con respecto a un motor diésel. Esto significa que un motor dual tomando en cuenta la inversión y costos de mantenimiento sigue teniendo un ahorro económico importante.

Periodo	Ahorro (USD)	Tasa de descuento	10%	Flujos a valor presente neto (USD)	Acumulado (USD)
		Inversión (USD)	Neto (USD)		
0		1 200 000	-1 200 000	-1 200 000	-1 200 000
1	594 920	-	594 920	540 836	-659 164
2	594 920	-	594 920	491 669	-167 495
3	594 920	-	594 920	446 972	279 477
4	594 920	-	594 920	406 338	685 816
5	594 920	-	594 920	369 398	1 055 214
6	594 920	-	594 920	335 817	1 391 031
7	594 920	-	594 920	305 288	1 696 319
		TIR	46%		
		Pay Back (años)	2,37	Años	
		Pay Back (meses)	28,50	Meses	

Tabla N° 46 TIR y Pay Back del motor dual para un Cat 793 D (2018-2024)
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 46 se visualiza los indicadores económicos TIR y Pay Back por el uso de la nueva tecnología (sistema HDPI). El ahorro económico tomó en cuenta los costos de combustible y mantenimiento lo que dio USD. 594 920 por año y una inversión de USD. 1 200 000, a partir de esto se pudo obtener ambos indicadores. Se obtuvo un TIR de 46%, lo cual nos indica que tan rentable es la inversión en la nueva tecnología aplicada al motor del camión minero. En este caso como la tasa de descuento es 10%, se ve que el TIR es mayor que esta tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión, lo que indica que la nueva inversión será rentable. El siguiente indicador a tomar en cuenta fue el Pay Back, es decir el tiempo en que se recuperará la inversión, para lo cual se conoció el valor presente neto del ahorro para cada uno de los años evaluados (USD. 594 920). A partir de esto se conoció cuanto sería el ahorro acumulado para cada uno de los años y se obtuvo que una inversión de USD. 1 200 000 se recuperaría en 2,37 años, lo cual indica que el retorno de la inversión estaría dentro de lo aceptable.

CONCLUSIONES

La mina que se eligió fue Cerro Verde, y para poder obtener su consumo de combustible diésel se utilizó el consumo de diésel para la minería metálica y la participación de la mina Cerro Verde dentro de esta. Las variables con mayor correlación con el consumo de combustible, fueron la producción y precio del cobre que se encontraban proyectadas hasta el 2024. Estas dos variables y el consumo de diésel se introdujeron al software E-Views 9 del cual se consiguió el modelo que describe el consumo del diésel en base a la producción y precio del cobre. Este modelo puede ser aplicado a otra mina de cobre si tiene relación con los datos de la mina Cerro Verde y de no ser así se puede utilizar la metodología aplicada para otra mina y conseguir su propio modelo. Usando este modelo se realizó la proyección del consumo de combustible del 2018 al 2024 para la mina Cerro Verde, el cual ha ido aumentando paulatinamente con la producción y precio del cobre, este crecimiento permite una mayor posibilidad del reemplazo por el gas natural debido a que se necesita de grandes cantidades de consumo de energía para sea factible la adopción del GNL. De la evaluación de los 3 casos en el que se supuso un consumo de gas natural del 25%, 50% y 75% con respecto al total de energía consumida, se obtuvo que en el mejor de los casos (75%) se podía tener un consumo de gas natural promedio para los años 2018-2024 de 3,79 MMPCD, comparado con el consumo residencial del primer semestre del 2016 que fue de 6,49 MMPCD o el sector industrial para el 2015 que fue de 100 MMPCD, se puede decir que es un consumo de gas natural importante considerando que se trata de una sola mina. Se tiene que tomar en cuenta que el Perú es un país minero, ya que solo en la Macro Región Sur cuenta con más de 10 minas en producción de cobre y otros minerales y 30 minas más en el resto del Perú. Además de una cartera de proyectos importante para los próximos años, es por esto que se debería realizar un estudio de demanda de gas natural para otras minas y así determinar el potencial de consumo de gas natural para todo el sector minero de la Macro Región Sur, y porque no en el resto del Perú.

Para conocer el ahorro en costos de combustibles fue necesario estimar los precios del GNL y diésel, para los cuales se utilizó supuestos necesarios para calcular el precio de estos combustibles para los años proyectados (2018-2024). Para calcular el precio del GNL se armó una cadena que comprendía todo los costos involucrados desde el gas natural en boca de pozo hasta la entrega del GNL en la mina Cerro Verde, ya que no se contaba con datos previos de precios de GNL para la demanda interna. Se tomó en cuenta precios

regulados y costos de inversión necesarios para poder abastecer sin problemas el GNL a la mina, finalmente el precio que se obtuvo para el GNL fue de 10,38 USD/MMBTU. En el caso del precio del diésel se tenía un historial de datos previos, como la mina Cerro Verde se encuentra en Arequipa se tomó los precios del diésel de esta región de los años anteriores y se proyectó en base al precio de referencia WTI del barril de petróleo, a partir de los precios de los años proyectados se obtuvo un promedio de 26,36 USD/MMBTU que se utilizó como precio final del diésel. Estos precios se usaron para comparar costos de combustibles en un equipo de importante consumo de combustible de la mina Cerro Verde.

El equipo que más consumía en la mina Cerro Verde fue el camión de carga Caterpillar 793 D, el cual se obtuvo a partir de tomar como referencia el consumo de energía de la minería de cobre chilena. Se le realizó un análisis técnico-económico a este camión de carga para conocer la factibilidad de la sustitución del gas natural (GNL) por el diésel. En el análisis técnico se encontró dos tecnologías que se puede aplicar al camión de carga Caterpillar 793 D para convertir el motor diésel en un motor dual (diésel-GNL). El primero fue el sistema HDPI, que permite reemplazar hasta un 95% del diésel y permite un ingreso del gas natural a través de un inyector en conjunto con el diésel, mientras que la segunda tecnología es el sistema estándar que permite reemplazar un 50% del diésel, donde el ingreso del gas natural se da por la válvula de admisión. El análisis económico nos permitió conocer cuánto es el ahorro en costos de combustible, donde se vio que hay dos factores importantes que van a determinar la cantidad de diésel consumido, los cuales son el factor de carga a la que trabaja el camión de carga Caterpillar 793 D y la cantidad de horas que trabaja al año. Se obtuvo que usando la tecnología HDPI a una alta carga se puede llegar a ahorrar USD. 805 284 al año que representa un 58% del costo de combustible del motor diésel y ahorrar 387144 galones de diésel por año. Mientras que usando el sistema estándar a una alta carga se puede llegar a ahorrar USD. 423 834 al año que representan un 30% del costo del combustible del motor diésel y ahorrar 203 760 galones por año de diésel. Se puede llegar a ahorrar entre la cuarta parte o la mitad del costo de combustible en un motor diésel dependiendo de la tecnología que se aplique para la conversión a un motor dual (GNL-diésel), y esto a un solo camión de carga.

Finalmente se hizo un análisis económico más detallado a la tecnología más conveniente, en este caso el sistema HDPI, ya que permite un mayor reemplazo de GNL por el diésel, donde se consiguió indicadores económicos como el valor presente neto de

costos asociados, la tasa interna de retorno y el pay back. En este análisis a parte de los costos de combustible, se tomó en cuenta la inversión para la tecnología y los costos de mantenimiento asociados al motor diésel y dual, de esta forma se tuvo un análisis más real. En el indicador del valor presente neto del total de costos donde se comparó ambos motores, se obtuvo que el VPN del total de costos para un motor diésel es USD. 6 652 940, mientras que para un motor dual es USD. 4 956 621 para una evaluación de 7 años. Esto significa que el valor total de costos asociados a un motor dual traídos al día de hoy son menores que el de un motor diésel, lo cual resulta en un ahorro económico. Con respecto a la tasa interna de retorno, se obtuvo que fue 42% lo que indica que la nueva tecnología es rentable ya que es mayor que la tasa de descuento (10%). Por último, se tiene el pay back, que fue de 2,37 años para una inversión de USD. 1 200 000 por el sistema HDPI en un camión minero, este retorno de la inversión se encuentra dentro de lo aceptable, además de ser rápida. Por lo que el impacto económico que puede tener la conversión a motores dual si se aplica a una flota de camiones de carga para una mina es de relevante importancia, por lo que debería ser tomada en cuenta por las empresas mineras.

RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar la proyección del consumo que se hizo a la mina Cerro Verde, en otras minas de importante producción de cualquier mineral para así poder saber si es factible en base a su consumo el reemplazo del diésel por GNL. Además de esta manera podemos estimar cuanto es la posible demanda en conjunto de las minas en la macro región sur y del resto del Perú, para así motivar a las empresas de transporte de GNL a tomar un lugar en este negocio. Si se puede obtener datos de consumo de combustible de

cada mina podría obtenerse una proyección con menor tasa de error. También averiguar cuál es el estado actual del desarrollo del sistema HDPI en los motores de camiones de carga en la mina, ya que en el presente trabajo se encontró que estaba en fase de prueba.

Sería importante en un futuro poder realizar un análisis ambiental, ya que de esta manera se podría conocer los beneficios ecológicos y económicos como consecuencia de la disminución de gases de efecto invernadero.

Por último se debería buscar otros equipos de consumo importante de combustibles líquidos y tecnologías que permitan el uso del gas natural en estos equipos, para así poder un mejor aprovechamiento del gas natural dentro de una mina, lo cual también permitiría aumentar el potencial de demanda de gas natural en el sector minería de la macro región sur.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Banco Central de la Reserva del Perú, "Reporte de Inflación Marzo 2017. Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2017-2018," Banco Central de Reserva del Perú, Lima, 2017.
- [2] MINEM, "Reporte Anual. Boletín Estadístico del Subsector Minero," 2016.
- [3] MINEM, "Balance Nacional de Energía 2015," Lima, 2016.

- [4] OSINERGMIN, La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea, Lima: OSINERGMIN, 2014.
- [5] OSINERGMIN, "Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Gas Natural. Primer Semestre del 2016," Lima, 2016.
- [6] J. M. Zaconetti, "Perú: Un Nuevo Patrón Energético," *Pensamiento Crítico*, vol. IV, p. 182, 2005.
- [7] División de Supervisión de Gas Natural, Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano, Lima, 2016.
- [8] L. Energy, "Anexo1: Demanda y diagnóstico de mercado," 2009.
- [9] Ministerio de Energía y Minas, "Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos," Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2016.
- [10] British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy, London, 2016.
- [11] Ministerio de Energía y Minas, "Anuario Minero 2016," Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2017.
- [12] Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía, "Informe Quincenal de la SNMPE," Lima, 2011.
- [13] C. Corporación Nacional del Cobre, "codelco educa," [Online]. Available: <https://www.codelcoeduca.cl>. [Accessed 07 Noviembre 2017].
- [14] Departamento de Ingeniería Metalúrgica, "Capítulo 12. Procesamiento de Minerales," in *Introducción a la Metalurgia*, Santiago, Prof. Bernd Schulz E., 2013, pp. 132-133.
- [15] Comisión Chilena de Cobre, "Informe de actualización del consumo energético de la minería del cobre al año 2016," 2017.
- [16] GNL, "GNL," [Online]. Available: <http://www.gnl.es>. [Accessed 28 11 2017].
- [17] P. Lloret Bassecourt, "Estado de la tecnología en la cadena de valor de gas natural: aplicaciones a nuevos servicios y productos," Valencia, 2015.
- [18] V. O., "Gas Natural Licuado en el Perú. Un Mundo de Oportunidades," *Revista de la Cámara Peruana del Gas Natural Vehicular*, vol. 5, pp. 14-16, 2017.
- [19] Peru LNG, "Memoria Anual 2015," Lima, 2016.
- [20] Repsol, "Repsol," 2000. [Online]. Available: <https://www.repsol.com/>. [Accessed 15 12 2017].

- [21] Proinversión, "Contrato de Concesión del Sistema de Distribución Norte," 2013. [Online]. Available: http://www.proyectosapp.pe/RepositorioAPS/0/2/JER/PC_GAS_NATURAL/VF_AL_08_07_13_CC___JPEH_09_ANEXO_8_C_N_MM_MCH_11_07_13_.pdf. [Accessed 10 Marzo 2017].
- [22] Proinversión, "Contrato de Concesión del Sistema de Distribución Sur Oeste," 2013. [Online]. Available: http://www.proyectosapp.pe/RepositorioAPS/0/2/JER/PC_GAS_NATURAL/VF_AL_08_07_13_CC___JPEH_09_ANEXO_7_C_SO_MM_MCH_11_07_13_.pdf. [Accessed 10 Marzo 2017].
- [23] Semana Económica, "Perú LNG inauguró cargadero para transportar gas natural al norte y sur," *Semana Económica*, 11 Septiembre 2017.
- [24] C. P. C. G. H. Kraipat Cheenkachorn, "Performance and emissions of a heavy-duty diesel engine fuelled with diesel and LNG (liquid natural gas)," *Energy*, no. 53, pp. 52-57, 2013.
- [25] Gas Natural Fenosa, "Aplicaciones del gas natural como combustible," Customer experience, Huelva, 2016.
- [26] Battelle, National Renewable Energy Laboratory, "NORCAL PROTOTYPE LNG TRUCK FLEET:FINAL RESULTS," U.S. Department of Energy, Springfield, 2004.
- [27] J. Martz, "The Basics of Converting Diesels to Dual-Fuel Operation," Compressor Tech Two, 2012.
- [28] M. J. RODRÍGUEZ JAUME and R. MORA CATALÁ, "Análisis de regresión múltiple," in *Estadística informática : casos y ejemplos con el SPSS*, Alicante, Universidad de Alicante, 2001, pp. 109-123.
- [29] S. W. Anderson, *Estadística para administración y economía*, Mexico D.F: Cengage Learning, 2008.
- [30] Ministerio de Energía y Minas, "minem," [Online]. Available: http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=1&idEstadistica=11299. [Accessed 21 Septiembre 2017].

- [31] Banco Central de Reserva del Perú, "Estadísticas BCRP," [Online]. Available: <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/diarias/cotizaciones-internacionales>. [Accessed 15 Noviembre 2017].
- [32] BBVA Research, "Peru: Sector Minero," BBVA Research, Lima, 2017.
- [33] Banco Central de Reserva del Perú, "BCRP," [Online]. Available: <http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/cuadros-anuales-historicos.html>. [Accessed 11 Octubre 2017].
- [34] Ministerio de Economía y Finanzas, "Informe de Actualización de Proyecciones Macroeconómicas," Lima, 2017.
- [35] Apoyo Consultoría, "Estudio de proyecciones del PBI de largo y la demanda de potencia y energía de principales proyectos 2012-2024," Lima, 2012.
- [36] OSINERGMIN, "Panorama de la minería en el Perú," Lima, 2007.
- [37] P. Vinuesa, "Correlación: teoría y práctica," Mexico, 2016.
- [38] Reed College, "REEDCOLLEGE," [Online]. Available: <https://www.reed.edu>. [Accessed 25 Noviembre 2017].
- [39] R. Segovia, Interviewee, *Composición del precio del GNL*. [Interview]. 12 Enero 2018.
- [40] Petroperu, "TOTALIDAD DEL GAS NATURAL DEL LOTE 88 SERÁ PARA EL MERCADO NACIONAL," Lima, 2014.
- [41] OSINERGMIN, *DECRETO SUPREMO N° 021-2007-EM REGLAMENTO PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES*, Lima: OSINERGMIN, 2007.
- [42] Petroperu, *Hoja de Datos de Seguridad de Materiales: DIESEL B5 S-50*, Lima: Petroperu, 2013.
- [43] Comisión Nacional de Energía de Chile, "Informe de proyecciones de precios de combustibles 2016-2031," Departamento de Hidrocarburos, Santiago, 2016.
- [44] OSINERGMIN, "OSINERGMIN," [Online]. Available: <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/precios-de-referencia-banda-de-precios/banda-de-precios-de-combustibles-liquidos>. [Accessed 24 Febrero 2018].
- [45] Knight Piésold Consultores S.A., "Estudio de Impacto Ambiental y Social de la Expansión de la Unidad de Producción Cerro Verde," Lima, 2011.

- [46] IBM, "IBM Knowledge Center," [Online]. Available: <https://www.ibm.com>. [Accessed 10 Enero 2018].
- [47] Gestion, "Exploración de nuevas reservas de gas natural en Lote 88 culminará a fines del 2015," *Gestion*, 05 08 2014.
- [48] Ministerio de Energía y Minas, "Mapa de proyectos mineros 2017," Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2017.
- [49] Cálidda, *Pliego tarifario del servicio de distribución de gas natural*, Lima: Cálidda, 2018.
- [50] A. L. Vásquez, "Formación de Precios en el Mercado del Gas Natural Licuado (GNL)," OSINERGMIN, Lima, 2011.
- [51] Perú LNG, "ESTACIÓN DE CARGA DE GNL EN CAMIONES CISTERNAS," Peru LNG, Lima, 2015.
- [52] R. Ramírez, "GNL EN MEDIANA Y PEQUEÑA ESCALA Y SUS APLICACIONES EN EL PERÚ," *La Revista del Gas Natural*, vol. IV, no. 4, pp. 63-78, 2013.
- [53] OSINERGMIN, "SCOPS," [Online]. Available: http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/hidrocarburos/Paginas/SCOP-DOCS/scop_docs.htm.
- [54] Caterpillar, Manual de rendimiento, Illinois: Caterpillar, 2007.
- [55] Asociación Ibérica de Gas Natural para la Movilidad, "El gas natural como combustible alternativo. GNC y GNL," Tarragona, 2016.
- [56] Westport, "Westport's High Pressure Direct Injection System —Technology and European Certification," Westport, 2010.
- [57] TruckingInfo, "truckinfo," [Online]. Available: <http://www.truckinginfo.com/product/detail/2013/12/hpdi-2-0.aspx>. [Accessed 09 01 2018].
- [58] Westport, "Westport," [Online]. Available: <http://www.westport.com/is/core-technologies/hpdi-2>. [Accessed 10 01 2018].
- [59] Caterpillar, "Caterpillar," [Online]. Available: <https://www.caterpillar.com/en/news/caterpillarNews/h/natural-gas-its-here-to-stay.html>. [Accessed 12 01 2018].

- [60] Mining and energy, "Mining and energy," [Online]. Available: http://www.miningandenergy.ca/technology/article/liquefied_natural_gas_engine_technology_in_the_works_for_mining_trucks/. [Accessed 14 01 2018].
- [61] JFE, "Dual Fuel Engine Gas Fuel Conversion Technology," *JFE TECHNICAL REPORT*, no. 19, pp. 78-80, 2014.
- [62] GFS Corp, "GFS-Corp," [Online]. Available: <http://www.gfs-corp.com/industry.php/mining/>. [Accessed 25 11 2017].
- [63] Caterpillar, "CAT," [Online]. Available: https://www.cat.com/en_US/news/machine-press-releases/caterpillar-to-offer-dual-fuel-retrofit-kit-for-785c-mining-truck.html. [Accessed 28 11 2017].
- [64] Jessica Kirby, "Mining and energy," [Online]. Available: http://www.miningandenergy.ca/technology/article/liquefied_natural_gas_engine_technology_in_the_works_for_mining_trucks/. [Accessed 23 Enero 2018].
- [65] Ferreyros, "Costo Total de Propiedad y Operación (TCO) del camión minero 777F para la empresa MDH," Ferreyros, Lima.
- [66] Proinversión, "Contrato de Suministro de GNL," 2013. [Online]. Available: http://www.proyectosapp.pe/RepositorioAPS/0/2/JER/PC_GAS_NATURAL/CONTRATO_DE_SUMINISTRO_DE_GNL___PROINVERSION_RGNLPERU___FINAL__JN_29_10_13_.pdf. [Accessed 10 Marzo 2017].

LISTA DE ACRÓNIMOS

- TCF: Trillions Cubic Feet (Trillones de pies cúbicos)
- GN: Gas Natural
- MMPCD: Millones de Pies Cúbicos Diarios
- MMBPD: Millones de Barriles de Petróleo Diarios

- OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
- TGP: Transportadora de Gas del Perú
- GNV: Gas Natural Vehicular
- TJ: Tera Joule
- GNC: Gas Natural Comprimido
- PBI: Producto Bruto Interno
- MW: Mega Watts
- GNL: Gas Natural Licuefactado
- HDPI: High Direct Pressure Injection
- USD: Dólares americanos
- Lb: Libras
- MMBTU: Millón de BTU
- MINEM: Ministerio de Energía y Minas
- TMF: Toneladas Métricas Finas
- VPN: Valor Presente Neto
- TIR: Tasa Interna de Retorno

ANEXOS

ANEXO A-1 Valor en dólares americanos de la producción de productos de la minería metálica en el Perú, 2001-2015 (USD.)

Año	Hierro (USD)	Oro(USD)	Cobre (USD)	Plata(USD)	Zinc(USD)	Plomo(USD)	Estaño(USD)	Total (USD)
2001	57 371 511	1 208 077 095	1 197 482 857	384 382 950	810 961 793	145 931 010	148 718 713	3 952 925 929
2002	57 743 923	1 570 799 576	1 317 059 235	435 933 225	924 130 152	128 831 743	163 022 806	4 597 520 661
2003	59 987 015	2 018 105 430	1 499 069 181	559 697 640	1 383 770 674	228 412 051	263 925 816	6 012 967 808
2004	91 094 457	2 282 430 703	2 967 831 164	673 376 875	1 535 435 794	323 358 431	323 124 561	8 196 651 985
2005	151 113 403	2 978 847 024	3 715 298 229	913 818 510	2 301 197 228	351 304 382	278 156 669	10 689 735 445
2006	186 050 994	3 942 477 322	7 050 021 139	1 431 627 262	5 204 963 624	556 151 214	457 792 456	18 829 084 010
2007	203 248 923	3 817 057 944	8 475 849 027	1 666 667 382	3 307 582 756	833 444 789	639 130 460	18 942 981 281
2008	292 730 283	5 046 936 575	8 804 769 578	1 305 930 015	1 795 707 803	327 508 051	404 227 654	17 977 809 960
2009	197 648 661	5 759 541 850	6 583 927 125	2 133 916 848	3 888 228 046	724 388 443	627 236 929	19 914 887 901
2010	394 725 850	6 463 955 463	9 376 022 754	3 557 543 110	3 576 865 371	677 767 324	912 033 275	24 958 913 147
2011	792 908 490	8 386 020 544	10 866 630 513	3 106 310 403	2 296 665 393	455 793 478	547 313 249	26 451 642 070
2012	589 434 209	8 672 945 081	10 307 788 113	3 356 805 239	2 606 765 129	583 211 546	613 466 770	26 730 416 088
2013	550 516 310	7 088 570 647	10 068 781 996	2 302 371 982	2 818 076 490	587 836 533	533 712 765	23 949 866 723
2014	404 862 910	5 702 745 919	9 445 620 800	1 908 092 702	2 850 630 935	513 825 171	450 546 964	21 276 325 400
2015	226 174 703	5 413 879 277	9 336 624 916	1 827 279 089	2 274 418 095	569 042 091	284 860 261	19 932 278 433

Tabla A- 1 Valor en dólares americanos de la producción de productos de la minería metálica del Perú, 2001-2015 (USD.)

Fuente: MINEM, Elaboración propia [2]

ANEXO A-2 Factores de conversión

Productos	Factor	Unidades
Diésel	0,00013741	TJ/galón
GNL	23,21	MMBTU/m3
Gas natural	0,00004	TJ/m3

Volumen	35,31466621	PC/m3
Energía	947,8171203	MMBTU/TJ

Tabla A- 2 Factores de conversión

Fuente: MINEM [3], Pro inversión [66], Elaboración propia

**ANEXO A-3 Precios mensuales del diésel B5 S-50(USD/galón),
2013-2017**

Año	Meses	Nuevos soles/galón	Nuevos soles/USD	USD/galón
2013	Enero	11,78	2,55	4,62
	Febrero	11,97	2,58	4,64
	Marzo	12,04	2,59	4,64
	Abril	11,53	2,60	4,44
	Mayo	11,61	2,64	4,39
	Junio	11,92	2,75	4,34
	Julio	11,94	2,78	4,30
	Agosto	12,16	2,80	4,34
	Septiembre	12,46	2,78	4,48
	Octubre	12,75	2,77	4,60
	Noviembre	12,67	2,80	4,53
	Diciembre	11,93	2,79	4,28
2014	Enero	12,25	2,81	4,36
	Febrero	12,31	2,81	4,38
	Marzo	12,55	2,81	4,47
	Abril	12,75	2,79	4,56
	Mayo	12,22	2,79	4,38
	Junio	12,32	2,79	4,41
	Julio	12,02	2,79	4,31
	Agosto	11,85	2,81	4,21
	Septiembre	11,64	2,86	4,06
	Octubre	11,84	2,91	4,07
	Noviembre	11,06	2,93	3,78
	Diciembre	10,39	2,96	3,51
2015	Enero	9,05	3,01	3,01
	Febrero	8,25	3,08	2,68
	Marzo	8,18	3,09	2,65
	Abril	8,3	3,12	2,66
	Mayo	8,31	3,15	2,64
	Junio	8,41	3,16	2,66
	Julio	8,37	3,18	2,63
	Agosto	7,93	3,24	2,45
	Septiembre	8,19	3,22	2,54
	Octubre	7,61	3,25	2,34
	Noviembre	6,25	3,34	1,87
	Diciembre	8,55	3,38	2,53
2016	Enero	7,55	3,44	2,20
	Febrero	7,44	3,51	2,12
	Marzo	7,11	3,41	2,09
	Abril	7,66	3,30	2,32

	Mayo	7,95	3,33	2,38
	Junio	8,05	3,32	2,43
	Julio	8,61	3,30	2,61
	Agosto	8,62	3,33	2,59
	Septiembre	8,68	3,38	2,57
	Octubre	8,83	3,39	2,61
	Noviembre	9,28	3,40	2,73
	Diciembre	9,37	3,40	2,76
2017	Enero	9,77	3,34	2,93
	Febrero	9,41	3,26	2,89
	Marzo	9,68	3,26	2,97
	Abril	9,30	3,25	2,86
	Mayo	9,36	3,27	2,86
	Junio	9,18	3,27	2,81
	Julio	8,76	3,25	2,70
	Agosto	8,37	3,24	2,58
	Septiembre	8,47	3,25	2,61
	Octubre	8,45	3,25	2,60
	Noviembre	9,04	3,24	2,79
	Diciembre	9,10	3,25	2,80

Tabla A- 3 Precios mensuales del diésel B5 S-50 (USD/galón), 2013-2017
Fuente: OSINERGMIN, BCRP, Elaboración propia [53] [31]

ANEXO A-4 Consumo de combustible y economía del combustible para cada tipo de camión (agosto de 2002- julio de 2003)

Truck	Mileage Used	Diesel (gal)	Fuel Economy (mi/DGE)
16125	107,310	22,239	4.8
16126	105,777	22,066	4.8
16127	70,264	14,686	4.8
16128	64,375	14,393	4.5
16129	59,101	12,294	4.8
16130	51,242	10,577	4.8
16133	20,286	4,400	4.6
New Diesel	478,355	100,654	4.8
16081	95,013	18,511	5.1
16095	98,338	19,353	5.1
16096	99,890	19,704	5.1
16097	83,984	17,832	4.7
16098	106,144	20,818	5.1
Old Diesel	483,369	96,218	5.0

Truck	Mileage Used	LNG (std gal)	Diesel (gal)	Fuel Economy (mi/DGE)	Percent Diesel Used
16106	85,126	32,435	1,503	4.1	6.8
16107	81,725	30,482	1,311	4.2	6.0
16108	104,400	37,883	1,577	4.3	6.4
16109	101,438	37,484	1,658	4.2	6.5
16110	100,979	39,899	1,701	4.0	6.5
16113	103,444	37,018	1,636	4.4	6.7
16114	110,851	41,069	1,782	4.2	6.6
16115	121,848	43,415	2,000	4.4	7.0
16116	79,066	29,211	1,374	4.2	7.1
16117	87,224	31,273	1,321	4.4	6.6
16118	119,469	43,036	1,873	4.3	6.7
16121	98,917	35,563	1,647	4.3	7.1
LNG	1,115,421	409,555	18,009	4.3	6.6

Tabla A- 4 Consumo de combustible y economía de combustible para cada tipo de camión (agosto de 2002-julio de 2003)

Fuente: Battelle, National Renewable Energy Laboratory, 2004 [26]

ANEXO A-5 Costo de mantenimiento de camiones dual y camiones diésel nuevos (agosto de 2002- julio de 2003)

Truck	Mileage Used*	Parts (\$)	Labor Hours	Cost (\$/mi)
16106	90,226	880.00	190.00	0.115
16107	91,496	979.78	167.75	0.102
16108	105,970	1,210.15	194.25	0.103
16109	107,979	1,349.25	184.25	0.098
16110	102,827	1,881.97	211.75	0.121
16113	105,991	1,358.72	189.00	0.102
16114	113,060	1,618.25	178.25	0.093
16115	124,543	1,414.10	148.50	0.071
16116	81,818	1,155.58	168.75	0.117
16117	87,585	1,124.23	171.75	0.111
16118	121,692	1,311.82	122.00	0.061
16121	100,441	1,436.71	139.25	0.084
Total	1,233,628	15,720.56	2,065.50	0.096

* Mileage accumulated during the data period.

Truck	Mileage Used*	Parts (\$)	Labor Hours	Cost (\$/mi)
16125	107,310	679.71	78.75	0.043
16126	106,810	526.39	51.00	0.029
16127	70,631	382.68	50.00	0.041
16128	64,375	217.87	57.00	0.048
16129	59,101	736.96	45.75	0.051
16130	51,704	156.56	17.25	0.020
16133	20,286	106.37	21.25	0.058
Total	480,217	2,915.77	345.00	0.042

* Mileage accumulated during the data period.

Tabla A- 5 Costo de mantenimiento de camiones dual y camiones diésel nuevos (agosto de 2002- julio de 2003)
Fuente: Battelle, National Renewable Energy Laboratory, 2004 [26]

ANEXO A-6 Valor presente neto del total de costos para un Cat 793 D con motor diésel (2018-2024)

Año N°	0	1	2	3	4	5	6	7
Costo de la Inversión (USD)	0							
Costo anual del combustible (USD/año)		1 118 982	1 118 982	1 118 982	1 118 982	1 118 982	1 118 982	1 118 982
Costo de mantenimiento de componentes mayores (USD/año)		165 453	165 453	165 453	165 453	165 453	165 453	165 453
Costo de mantenimiento de componentes menores (USD/año)		16 708	16 708	16 708	16 708	16 708	16 708	16 708
Costo de mantenimiento general (USD/año)		40 073	40 073	40 073	40 073	40 073	40 073	40 073
Costo de mantenimiento preventivo (USD/año)		25 334	25 334	25 334	25 334	25 334	25 334	25 334
Suma costos		1 366 550	1 366 550	1 366 550	1 366 550	1 366 550	1 366 550	1 366 550
Valor presente neto de costos (USD/año)	0	1 242 319	1 129 380	1 026 710	933 372	848 520	771 382	701 256
Costo presente de combustible (USD/año)		1 017 256	924 779	840 708	764 280	694 800	631 636	574 215
Costo presente de mantenimiento de componentes mayores (USD/año)		150 412	136 738	124 307	113 007	102 733	93 394	84 904
Costo presente de mantenimiento de componentes menores (USD/año)		15 189	13 809	12 553	11 412	10 375	9 431	8 574
Costo presente de mantenimiento general (USD/año)		36 430	33 118	30 107	27 370	24 882	22 620	20 564
Costo presente de mantenimiento preventivo (USD/año)		23 031	20 937	19 034	17 304	15 731	14 300	13 000
Valor presente neto del total de costos		6 652 940						
Valor presente neto de combustible		5 447 673						
Valor presente neto de mantenimiento de componentes mayores		805 495						
Valor presente neto de mantenimiento de componentes menores		81 343						
Valor presente neto de mantenimiento general		195 091						
Valor presente neto de mantenimiento preventivo		123 337						

Tabla A- 6 Valor presente neto del total de costos para el Cat 793 D con un motor diésel (2018-2024)

Fuente: Elaboración propia

ANEXO A-7 Valor presente neto del total de costos para un Cat 793 D con motor dual (2018-2024)

Año N°	0	1	2	3	4	5	6	7
Costo de la Inversión (USD)	1 200 000							
Costo anual del combustible (USD/año)		474 549	474 549	474 549	474 549	474 549	474 549	474 549
Costo de mantenimiento de componentes mayores (USD/año)		198 544	198 544	198 544	198 544	198 544	198 544	198 544
Costo de mantenimiento de componentes menores (USD/año)		20 050	20 050	20 050	20 050	20 050	20 050	20 050
Costo de mantenimiento general (USD/año)		48 087	48 087	48 087	48 087	48 087	48 087	48 087
Costo de mantenimiento preventivo (USD/año)		30 401	30 401	30 401	30 401	30 401	30 401	30 401
Suma costos		771 631	771 631	771 631	771 631	771 631	771 631	771 631
Valor presente neto de costos (USD/año)	1 200 000	701 482	637 711	579 738	527 034	479 122	435 565	395 969
Costo presente de combustible (USD/año)		431 408	392 189	356 535	324 123	294 657	267 870	243 518
Costo presente de mantenimiento de componentes mayores (USD/año)		180 494	164 086	149 169	135 608	123 280	112 073	101 884
Costo presente de mantenimiento de componentes menores (USD/año)		18 227	16 570	15 064	13 694	12 449	11 318	10 289
Costo presente de mantenimiento general (USD/año)		43 716	39 742	36 129	32 844	29 858	27 144	24 676
Costo presente de mantenimiento preventivo (USD/año)		27 637	25 125	22 841	20 764	18 877	17 161	15 601
Valor presente neto del total de costos		4 956 621						
Valor presente neto de combustible		2 310 301						
Valor presente neto de mantenimiento de componentes mayores		966 594						
Valor presente neto de mantenimiento de componentes menores		97 612						
Valor presente neto de mantenimiento general		234 109						
Valor presente neto de mantenimiento preventivo		148 005						

Tabla A- 7 Valor presente neto del total de costos para el Cat 793 D con un motor dual (2018-2024)

Fuente: Elaboración propia