

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Biomasa
residual de
piñón como
combustible
sólido

Aprovechamiento
GNL en empresas
mineras en
Perú

*NAMA &
Residential
efficient lighting
in Grenada*

Refinación
y eficiencia
energética

Indicadores
para medir
pobreza
energética

Residuos
leñosos para
calefacción

Resultados de
estudios prospectivos
internacionales de
ALC



COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco
SECRETARIO EJECUTIVO DE OLADE

Pablo Garcés
ASESOR TÉCNICO DE OLADE

Marcelo Vega
COORDINADOR DE LA COMISIÓN ACADÉMICA DE LA
ASOCIACIÓN DE UNIVERSIDADES GRUPO MONTEVIDEO
(AUGM)

Martha Ligia Vides Lozano
ESPECIALISTA PRINCIPAL DE HIDROCARBUROS DE OLADE

Blanca Guanocunga
BIBLIOTECARIA OLADE

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Martha Ligia Vides Lozano

REVISORES

Cristhian Carrasco Villanueva. *Universidad Mayor de
San Andrés (UMSA). Bolivia*

Marcelo Castelli Léméz. *MCT ESCO. Uruguay*

Martha Ligia Vides Lozano. *Especialista Principal de
Hidrocarburos de OLADE*

Mauricio Medinaceli Monrroy. *Consultor Externo. Bolivia*

Byron Chilingua.
Gerente de Proyecto de Cooperación Canadiense

Jaime Guillén. *Consultor de OLADE*

Alexandra Arias. *Energy Advocacy Officer, Oficina regional
América Latina HIVOS, Costa Rica*

Carina Guzowski.
Universidad Nacional del Sur (UNS). Argentina

María Rosa Gamarra Céspedes. *Instituto Universitario de
Ciencia y Tecnología (IUCT). España*

Laura Moyano. *Universidad Nacional de Córdoba. Argentina*

COLABORADORES

Raquel Atiaja. *Técnica de Área Informática OLADE*
Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE) 2018. Todos los derechos reservados.

2602-8042 (Impresa)
2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y
Fernández Salvador.
Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>
Página web OLADE: www.olade.org
Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995 /
2599-489

Fotografía de portada: Central Hidroeléctrica Coca Codo
Sinclair. Ecuador. Foto cedida por el Ministerio de Energía y
Recursos Naturales no Renovables del Gobierno del Ecuador.

Esta revista es financiada por la Cooperación Canadiense.



Global Affairs
Canada

Affaires mondiales
Canada

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad
de los autores y no comprometen a las organizaciones
mencionadas.



APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL) EN LAS EMPRESAS MINERAS DEL SUR DEL PERÚ: OPORTUNIDAD PARA UN DESARROLLO SOSTENIBLE

Francisco Porles Ochoa¹, Iván Renzo Hernández Gutiérrez²

Recibido: 31/07/2018 y Aceptado: 15/10/2018
ENERLAC. Volumen II. Número 2. Diciembre, 2018 (24-51).





1 Ingeniero Mecánico (PUCP), Magister en Energía (UNI), Diplomado de Gestión de Proyectos (PUCP), con certificaciones internacionales, CEM (Certified Energy Manager) y PMP (Project Management Professional). Especialista en Energía con más de 17 años de experiencia en el desarrollo de proyectos de infraestructura energética en el sector hidrocarburos (gas natural y petróleo), en compañías petroleras como Pluspetrol Norte S.A y Petrobras Energía Perú S.A (actualmente CNPC Perú S.A). Posee además experiencia en el Planeamiento Energético en el organismo central y rector del Sector Energía y Minas del Perú (MEM). Miembro del Sub-Comité Técnico de Normalización (CTN) de Gas Natural Seco y de Gas Natural Licuado (GNL) en el Instituto Nacional de la Calidad del Perú (INACAL), de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) y de la Asociación Americana de Ingenieros de Energía (AEE). Actualmente consultor en Energía (Petróleo, Gas y Gestión de la Energía), Docente en la materia de Ingeniería del Gas Natural en la Universidad de Ingeniería y Tecnología (UPEC), en la carrera de Ingeniería de la Energía.

fporles@utec.edu.pe

2 Ingeniero de la Energía de la Universidad de Ingeniería y Tecnología (UPEC). Con experiencia en consultoría energética, y en el sector de hidrocarburos. Actualmente desarrollándose en la inspección de equipos estáticos y rotativos dentro del sector hidrocarburos. Con interés en proyectos de eficiencia energética en energías convencionales y no convencionales.

ivan.hernandez@utec.edu.pe

RESUMEN

En los últimos años, el sector de minería e hidrocarburos ha sido el pilar del crecimiento económico del Perú, pero a su vez, la minería representa el mayor demandante de energía. La revisión de la literatura, sugiere que el Gas Natural Licuado (GNL) puede usarse como reemplazo del diésel en camiones de carga pesada y transporte público, lo cual reduciría significativamente las emisiones y los costos de combustible. El propósito de la investigación, es explorar la oportunidad del uso del Gas Natural Licuado (GNL) como combustible, en camiones mineros como sustituto del diésel, en la principal empresa minera de cobre de la región sur del Perú, Cerro Verde (Arequipa), donde la demanda estimada de gas natural es de 6.45 Bscf¹ y 0.029 MTPA² de GNL, para el periodo 2018-2024. TIR de 42% y Payback de 2.37 años, fueron resultados de la viabilidad económica de la conversión a GNL de un camión minero CAT 793D. Este estudio está dirigido a tomadores de decisión, tanto de empresas mineras, productoras y distribuidoras de gas natural, como del Ministerio de Energía y Minas, ente rector del sector minero energético del Perú.

Palabras Claves: Cobre, Conversión, Diésel, Gas Natural, Gas Natural Licuado (GNL).

ABSTRACT

In recent years, mining and hydrocarbons sector has been the pillar of Peru's economic growth, but mining, in turn, represents the largest energy source. The literature review suggests that GNL can be used as a diesel replacement in heavy trucks and public transportation, which would significantly reduce emissions and fuel costs. The purpose of the research is to explore the

opportunity of using liquefied natural gas (GNL) as fuel, in mining trucks as a substitute for diesel, in the main copper mining company in the southern region of Peru, Cerro Verde (Arequipa), where the estimated natural gas demand is 6.45 Bscf³ and 0.029 MTPA⁴ of GNL, for the period 2018-2024. IRR of 42% and Payback of 2.37 years, were results of the economic viability of the conversion to GNL of a CAT mining truck 793D. This study is aimed at decision-makers, both mining companies, producers and distributors of natural gas, and the Ministry of Energy and Mines, the governing body of the mining sector in Peru.

Keywords: Copper, Conversion, Diesel, Natural Gas, Liquefied Natural Gas, GNL.

INTRODUCCION

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 Producto Bruto Interno (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 [1]. Este sector minero-cuprífero, es impulsado por minas que se encuentran en la macro región sur del país. En el 2016, las regiones con mayor producción de este mineral fueron Arequipa, con 524 024 TMF⁵ y una participación del 22.26% en la producción total del país, siendo esta región la de mayor producción de cobre en el Perú, seguida de Cusco y Apurímac [1].

La alta demanda de energía del sector minería, está marcada principalmente por el consumo de combustibles líquidos (petróleo residual,

1 Billones de pies cúbicos estándares (Bscf)

2 Millones de Toneladas por Año (MTPA)

3 Trillions of standard cubic feet (Tscf)

4 Millions of Tons per Year (MTPY)

5 Toneladas métricas finas (TMF)

diésel, gasolinas y gasoholes) provenientes de los hidrocarburos. El combustible más usado en la minería en los últimos años ha sido el diésel. En el 2015, el sector minería demandó 120 millones de galones de diésel, lo que representó el 81% del consumo de combustibles en dicho sector [2]. Esta situación agrava aún más la dependencia del Perú frente a los hidrocarburos líquidos, ya que es un país deficitario de petróleo. Para el 2015, el 60% del volumen de petróleo usado en las refinerías, así como, el 34 % de los hidrocarburos refinados para el consumo nacional, fueron importados [2].

El Perú posee grandes reservas de gas natural, los cuales vienen siendo explotados y aprovechados desde el año 2004, con la entrada en producción del proyecto Camisea. Las reservas probadas del país de gas natural (a diciembre del 2016) ascienden a 16.1 TCF⁶, de los cuales 10 TCF está destinado a la demanda interna [3]. Para el primer semestre del 2016, la demanda interna nacional de gas natural fue de 536.8 MMPCD⁷, siendo el sector de generación eléctrica el mayor consumidor con 364 MMPCD, lo que representa casi un 70% de la demanda total de gas natural en el país [4]. Esto representa un desaprovechamiento del gas natural como recurso energético, dado que es quemado en centrales térmicas de ciclo simple y ciclo combinado, mayormente a ciclo simple, en donde no se aprovechan de manera eficiente este recurso.

En este contexto, el gas natural representa para las empresas mineras cupríferas de la macro región sur del Perú, una alternativa más limpia y económica con respecto al uso del diésel. El presente estudio pretende evaluar la conveniencia de usar el gas natural licuado en los camiones de carga pesada, como un camino de transición hacia fuentes de energías más limpias dentro del sector minería, en donde típicamente, el consumo de combustible para los equipos pesados en general, ha estado dominado por los hidrocarburos líquidos, en especial por el diésel y

el petróleo residual. La pregunta de investigación que se plantea es ¿Es factible el uso del gas natural licuado (GNL) como combustible para camiones mineros de carga pesada en la macro-región sur del Perú y lograr una sustitución significativa del diésel?

Para responder a esta interrogante, la presente investigación determina, a través de escenarios de grados de penetración (pesimista-25%, más probable-50%, optimista-75%), el potencial de demanda de gas natural en la macro-región Sur, delimitando el alcance de estudio a la mayor mina productora de cobre. Asimismo, explorar el impacto económico y ambiental mediante la sustitución de combustibles líquidos por GNL en un modelo típico de camión de carga pesada. Existen muy pocas investigaciones académicas acerca del aprovechamiento del GNL como combustible para sustituir el diésel en empresas mineras, aquí radica la significancia de este estudio, pues desde el ámbito académico, se pretende contribuir al desempeño ambiental de las empresas mineras que posean un alto consumo de diésel y petróleo residual y, por ende, una alta producción de emisiones (GEI)⁸ en sus operaciones, siendo esto una oportunidad de reducir costos operativos y contribuir de esta manera a la sostenibilidad del negocio. Asimismo, los hallazgos del estudio pueden beneficiar a empresas interesadas en la distribución y comercialización de gas natural, desarrollando nuevos negocios que fomenten el mercado interno del gas natural en la macro-región sur del Perú.

MARCO TEÓRICO

Mercado del Gas Natural 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 esta última que la

6 Trillones de pies cúbicos (TCF)

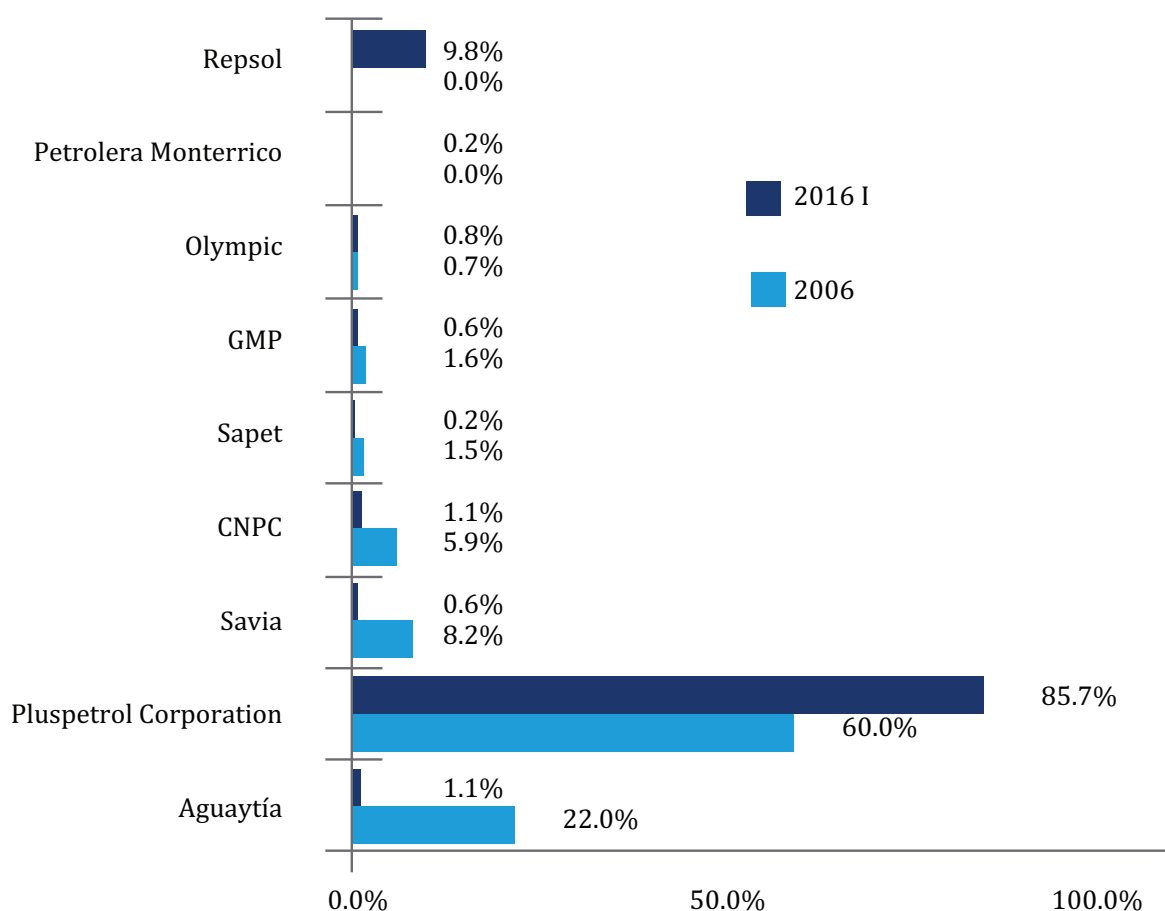
7 Millones de pies cúbicos estándares diarios (MMPCD)

8 Gases de efecto invernadero (GEI)

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.

Como se muestra en la figura N° 1, Pluspetrol Corporation, la empresa con mayor producción, tuvo 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.

Figura N° 1 Participación por Empresa en la Producción Fiscalizada de Gas Natural (%), 2006 -2016 I



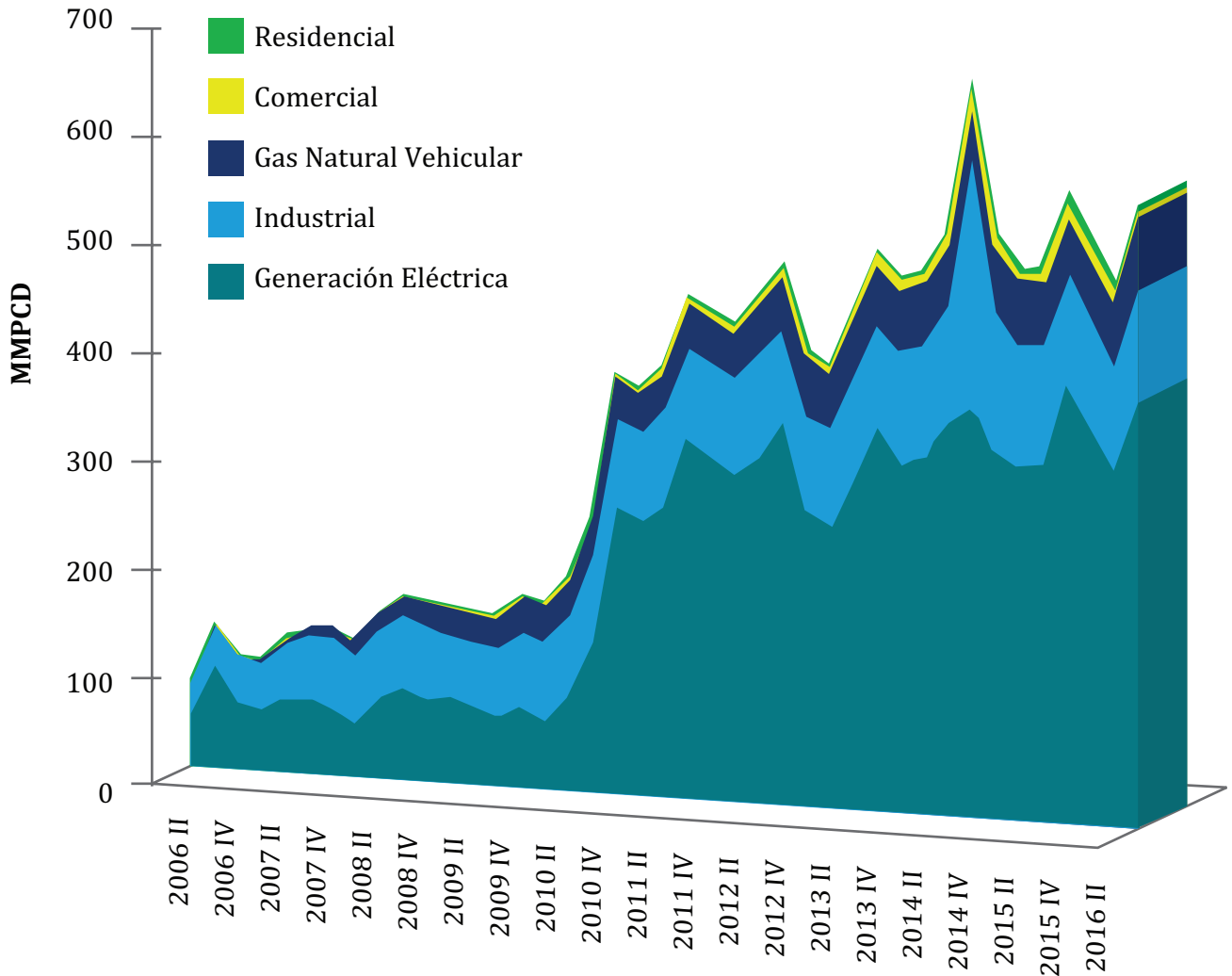
Fuente: OSINERGMIN, 2016 [4].

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).

En la figura N° 2 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% [4]. 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%) [4].

Figura N° 2 Volumen de Gas Natural Distribuido por Sector (MMPCD) I 2006- I 2016



Fuente: OSINERGMIN, 2016 [4].

Minería de cobre en el Perú

En la tabla N° 1 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 [1].

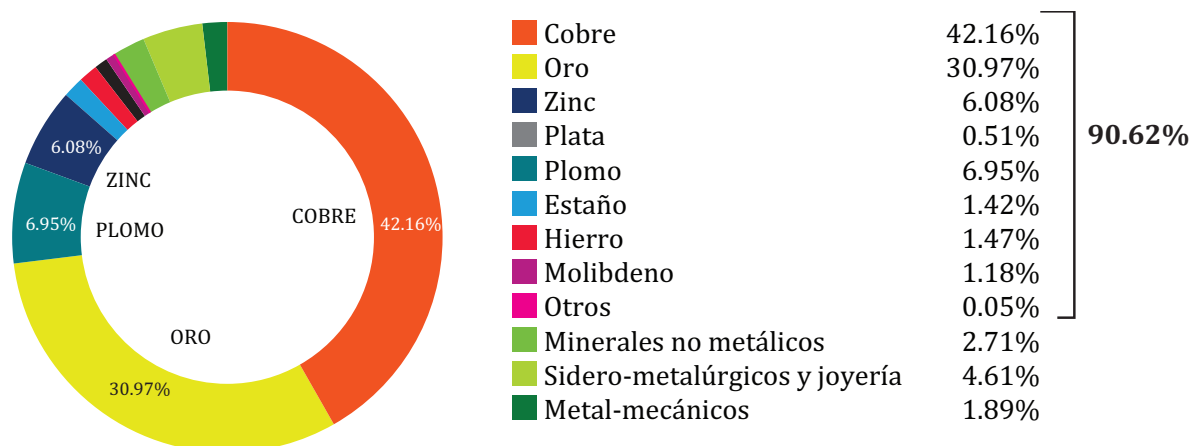
Tabla N° 1 Producción de cobre por región, 2015-2016

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%

Fuente: MINEM, 2016 [1].

En la figura N° 3 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 [1].

Figura N° 3 Participación de los minerales metálicos en las exportaciones, 2016



Fuente: MINEM, 2016 [1].

En lo que se refiere a reservas probadas y probables que se tiene en el país, las regiones del sur se encuentran en los primeros lugares. Moquegua se encuentra en primer lugar y 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 [5].

Consumo energético de la minería del cobre

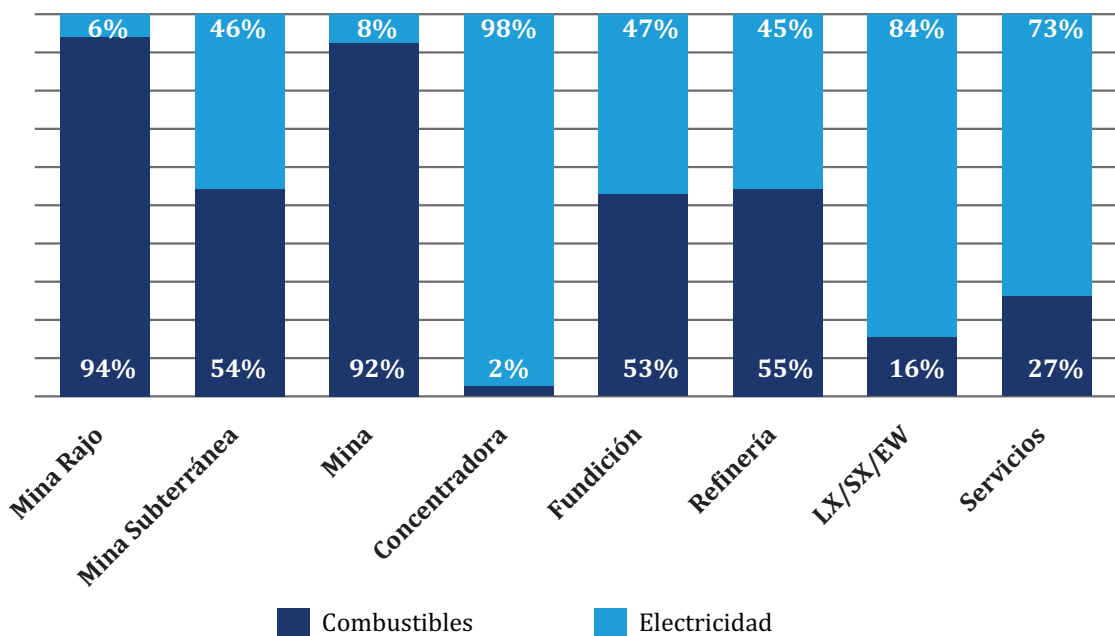
Debido a que no se cuenta con un análisis específico del consumo energético de la minería de cobre para el caso peruano, en la presente sección se presenta el análisis del consumo energético de la minería de cobre del caso chileno para el año

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 la figura N° 4 se visualiza el porcentaje que se consume de combustibles y energía eléctrica por cada proceso de la minería de cobre en Chile para el 2016 [6]. Se puede observar, los procesos con mayor porcentaje de consumo de combustibles son la mina a tajo abierto, fundición y refinación. Siendo el primero el más representativo, ya que el uso de combustible para este proceso es del 94% del total de energía [6].

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 [6].

Figura N° 4 Consumo de Combustibles vs Energía Eléctrica por Proceso en Chile, 2016

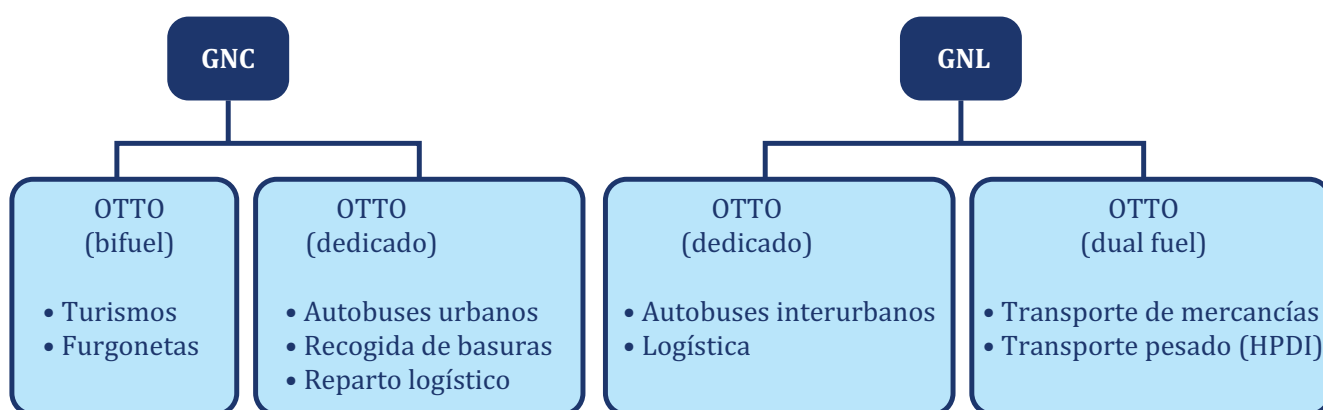


Fuente: Comisión Chilena de Cobre, 2017 [6].

Motor dual diésel-GNL

El gas natural puede funcionar de dos maneras para los vehículos, a través del gas natural comprimido - GNC o gas natural licuado- GNL, pero cada uno tiene su uso particular dependiendo del tipo de ciclo del motor como se puede ver en la figura N° 5.

Figura N° 5 Usos del GNC y GNL en los vehículos



Fuente: O., Vaggi, 2017 [7].

En la figura N° 5 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 [8].

Los motores duales 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 [9].

METODOLOGÍA

Criterio de selección de mina representativa de cobre

La selección de la mina se realizó con base en la producción de cobre de cada empresa minera de la macro región sur del Perú, esto incluye a las regiones de Arequipa, Puno, Cusco, Tacna, Moquegua y Apurímac; y se eligió la que tiene mayor participación de producción con respecto el año 2016. La selección se realizó 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 el potencial de sustitución de combustibles líquidos por el GNL será mayor, en comparación con una empresa que produce una menor cantidad de cobre.

Estimación de demanda de Diésel y GNL

En principio se estimó para el período 2018-2024, la proyección de la demanda de diésel mediante

análisis econométrico (E-Views 9), para lo cual el consumo de diésel representa la variable dependiente y como variables independientes, la producción de cobre de la mina Cerro Verde, el precio del cobre y el PBI⁹. La data histórica de estas variables se tomó desde el año 2001, siendo 2016 el año base. Para calcular el consumo aproximado de diésel en la mina Cerro Verde, primero se necesitó conocer el consumo de diésel en la minería metálica del Perú, que se obtuvo del 2001 al 2015 del Balance Nacional de Energía 2015 [2]. Luego se calculó la participación de la mina con respecto al total de la minería metálica peruana, con base al valor en dólares americanos de la producción de la mina versus la producción minera total del país.

Antes de realizar la proyección con el programa E-Views, fue necesario determinar la correlación que pudiese existir entre la variable dependiente e independiente, así como, la correlación entre las variables independientes. El valor de la correlación se cuantifica mediante el coeficiente de correlación, el cual permite saber el nivel de correlación existente entre las variables. El objetivo de este análisis previo, es verificar que exista una correlación fuerte entre la variable dependiente y las variables independientes y, que no exista correlación entre las variables independientes. Las posibles combinaciones de correlación entre las variables, se muestra en la Tabla N° 2.

Tabla N° 2.- Combinación de posibles correlaciones entre variables.

Variables Independientes vs Variables Independientes	
Producción de la mina (TMF)	Precio del cobre (USD/lb)
Producción de la mina (TMF)	PBI (%)
Precio del cobre (USD/lb)	PBI (%)
Variables Independientes vs Variable Dependiente	
Producción de la mina (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)

Fuente: Elaboración propia.

Una vez realizado el análisis de correlaciones, mediante el programa E-Views 9 se obtiene un modelo econométrico del consumo de diésel de la mina, que permite poder predecir la demanda futura de diésel para el periodo 2018-2024. Debido a la existencia de incertidumbre en el

porcentaje de sustitución de diésel por GNL en la mina, se consideró como supuesto de investigación, tres escenarios de penetración o sustitución del diésel, los cuales se muestran en la tabla N° 3, siendo el escenario “más probable”, el considerado como escenario base.

9 Producto Bruto Interno (PBI)

Tabla N° 3.- Escenarios de sustitución del diésel por GNL en la mina Cerro Verde.

Escenario	Grado de adopción del GNL como combustible	Grado de sustitución del combustible diésel
Pesimista	25%	75%
Más probable	50%	50%
Pesimista	75%	25%

Fuente: Elaboración propia.

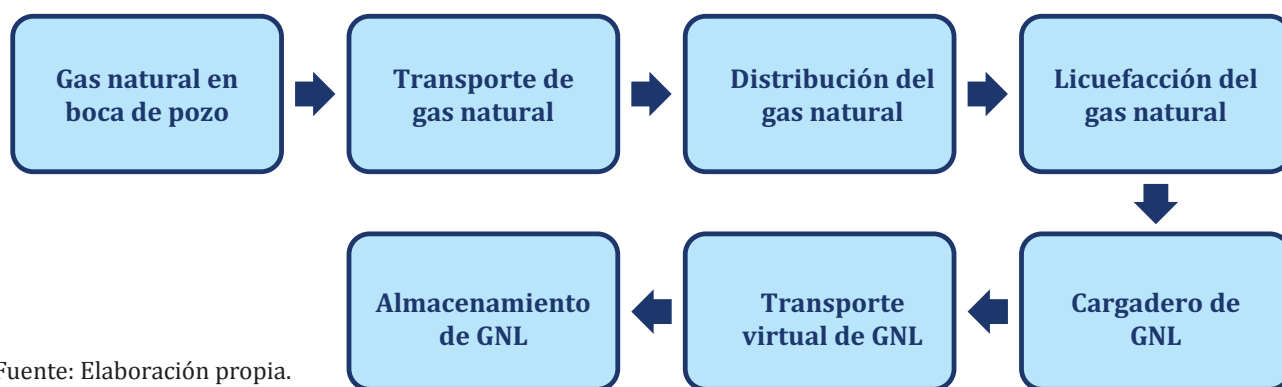
PROYECCIÓN DEL PRECIO DE GNL Y DIÉSEL

Determinación del precio de GNL

La determinación del precio final del GNL, puesto en la mina, considera los costos asociados de la cadena de valor del gas natural, necesarios para el abastecimiento de GNL a la mina Cerro Verde, como se muestra en la figura N° 6. Una limitación para este estudio, es que no se cuenta con un historial de precios de GNL, dado que su uso en

el mercado peruano es aún incipiente, asimismo, que la mayoría de precios de la cadena de valor del gas natural se encuentran regulados, por lo que se asume que la variación de los precios en el futuro con respecto al precio base calculado será mínimo.

Figura N° 6.- Cadena de precios asociados al uso del GNL en la mina seleccionada.



Fuente: Elaboración propia.

Determinación del precio de Diésel

En el caso del diésel, sí se cuenta con un historial previo de precios, los cuales se obtienen de la base de datos SCOP-DOCS¹⁰, de OSINERGMIN. Los

precios históricos del diésel fueron del periodo 2013-2017, considerándose los precios del diésel B5 S-50¹¹ para la región Arequipa. Los precios internos están regidos por los precios internacionales de referencia WTI del barril

10 Base datos recuperada de http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/hidrocarburos/Paginas/SCOP-DOCS/scop_docs.htm. OSINERGMIN, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería en el Perú.

11 Diésel ultra B5 S-50, Combustible derivado de hidrocarburos, obtenido de procesos de refinación que presenta un contenido de azufre máximo de 50 partes por millón (<https://www.petroperu.com.pe/Main.asp?Seccion=444>).

de petróleo crudo, el cual es usado en el Perú. Con esta información, se procede a verificar la fuerte correlación que existe entre el precio del diésel B5 S-50 y el precio internacional WTI, a fin de que emplear el precio WTI como variable independiente para proyectar con el E-View 9, el precio del diésel B5 S-50 hasta el año 2024. En la tabla N° 4 se muestra el precio del petróleo WTI para el período 2013-2024.

Tabla N° 4.- Precio WTI del barril de petróleo (USD/barril), 2013-2024

Año	Precio petróleo WTI1 (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	55.7
2023	56.98
2024	58.2

Fuente: BCRP [6]. Comisión Nacional de Energía de Chile, 2016 [7]

Evaluación Técnica - Económica de la conversión a GNL

Selección del equipo carga pesada

Se selecciona el proceso con mayor consumo de energía en una minería de cobre, y por ende el de mayor consumo de combustible. Esto permite identificar el equipo de carga pesada de mayor uso y de significativo consumo específico de combustible diésel. Para este estudio se seleccionó un modelo de camión minero de carga pesada, CAT 793D.

Evaluación Técnica del equipo pesado seleccionado

Antes de realizar la evaluación económica del modelo de equipo de carga pesada seleccionada, es indispensable determinar la viabilidad técnica de la sustitución del uso del diésel por el GNL. Para ello, se realizó una exploración de las tecnologías de conversión a GNL existentes en el mercado para camiones mineros camión que permita operarlos con una combinación de GNL y diésel. Estas tecnologías son totalmente integradas, incluyen el almacenamiento y regasificación de GNL a bordo del camión, así como, controles del motor y sistemas de seguridad.

Evaluación Económica del equipo pesado seleccionado

Se determinan indicadores económicos como: Valor Presente de Costos (VPC), Tasa Interna de Retorno (TIR) y PayBack, a partir de los siguientes supuestos:

- Inversión inicial: costo del kit de conversión, servicio especializado (Labor) para la conversión y evaluación *post-mortem*.
- Costos de mantenimiento del equipo, en modo diésel y en modo GNL.
- Tasa de interés (%).
- Consumo promedio de combustible que usará el equipo seleccionado.
- Vida útil remanente del equipo.

RESULTADOS

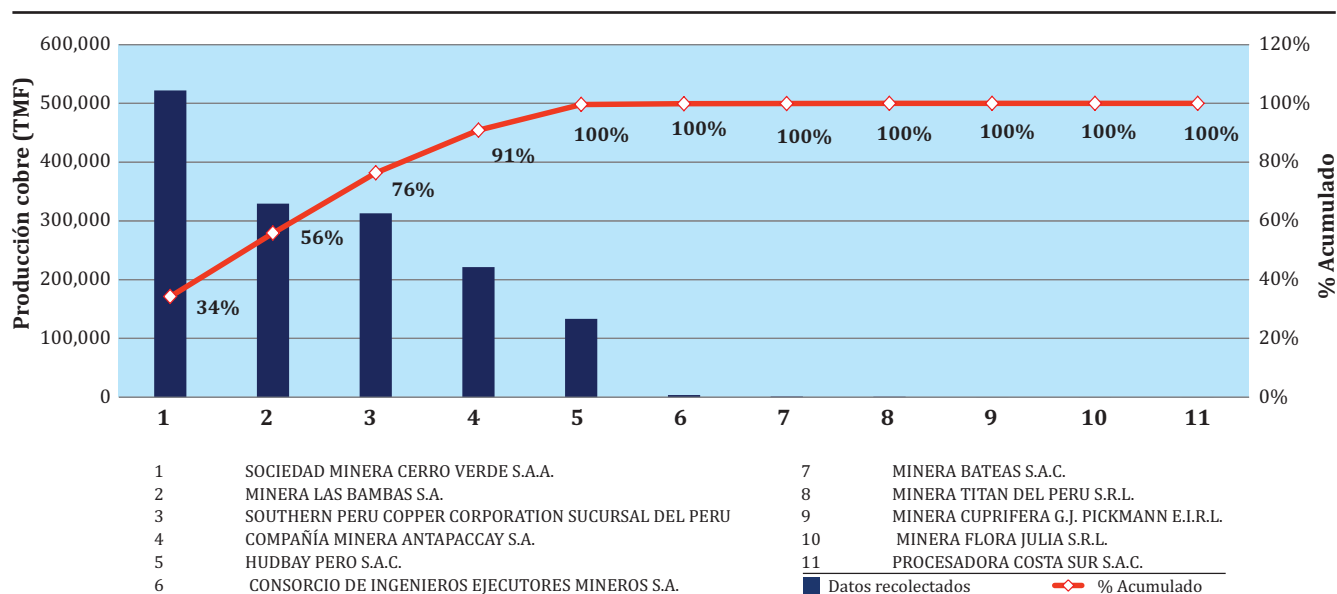
Elección de la mina de cobre

En la tabla N° 5 y en la figura N° 7, se muestran la producción de cobre acumulada para el año 2016 de las principales empresas mineras del Perú. 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, con una representación del 34% de la producción con respecto a la macro-región sur del país. Como resultado, la mina elegida fue Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A (en adelante, Cerro Verde), complejo minero a tajo abierto de cobre, molibdeno y plata, ubicado a unos 30 km

de la ciudad de Arequipa. Como se mencionó anteriormente, esta mina al ser la empresa más representativa, es decir con la mayor producción de cobre de la macro región sur, tiene un mayor consumo de energía y por ende un mayor potencial para la sustitución del uso de diésel por GNL.

Figura N° 7.- Producción de cobre de las empresas mineras y porcentaje acumulado, 2016 [8].



Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 5.- Producción de cobre de empresas mineras en el Perú (año 2016) [8].

Empresa Minera	Producción (TMF)
Compañía Minera Antapaccay S.A.	221,399
Consortio de Ingenieros Ejecutores Mineros S.A.	3,717
Hudbay Peru S.A.C	133,439
Minera Bateas S.A.C.	982
Minera Cuprífera G.J. Pickamnn E.I.R.L	110
Minera Flora Julia S.R.L	16
Minera Las Bambas S.A.	329,368
Minera Titan del Perú S.R.L.	768
Procesadora Costa Sur S.A.C.	14
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	522,134
Southern Peru Copper Corporation	312,859

Fuente: Elaboración propia.

Demanda Proyectada de GNL (2018-2024)

La tabla N° 6, muestra la producción anual de cobre de la mina Cerro Verde, el precio promedio anual del cobre y el porcentaje del PBI, desde el año 2001 hasta el 2016 (año base) y las proyecciones para el periodo 2018-2024.

Tabla N° 6.- Producción de cobre de Cerro Verde, precio del cobre (en USD/libra) y PBI(%) para el periodo [2021-2024] [8], [9], [6], [10], [11], [12], [13].

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	3.6	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

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla N° 7, 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.

Tabla N° 7.- Consumo de diésel en Cerro Verde, 2001-2015 (galón/año).

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

Fuente: Elaboración propia.

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. La tabla N° 8, muestra los resultados de las correlaciones. Se observa que la combinación entre variables independientes, posee dos correlaciones de nivel “moderado” y uno de nivel “despreciable”. Con respecto a la combinación entre la variable dependiente y las independientes, se obtuvo dos casos con un nivel de correlación “fuerte” y uno con nivel “moderado”. Se verifica que hay correlaciones débiles y despreciables entre las variables independientes y, por tanto, dichas variables son representativas para el análisis. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, que exista un nivel de correlación “fuerte” entre la variable dependiente con las variables independientes, y dado que se obtuvo una correlación “débil” (0.38) para el PBI, esta variable independiente fue rechazada y no se

empleó para la proyección con el programa E-Views 9, quedando sólo dos variables independientes para el análisis, producción de cobre (TMF) y precio del cobre (USD/lb) para la proyección del consumo de diésel en la mina Cerro Verde.

Se demuestra que en el Perú existe una gran oportunidad de mejorar el aprovechamiento del gas natural que el país dispone, en sectores como la minería, que representa uno de los mayores pilares de la economía peruana y, que está marcada fuertemente por el consumo de combustibles líquidos provenientes de los hidrocarburos.

Tabla N° 8.- Matriz de correlaciones entre variables de investigación.

Entre variables independientes		Coefficiente de correlación	Nivel de correlación	Decisión
Producción de cobre (TMF)	Precio del cobre (USD/lb)	0.45	Débil	Aceptado
Producción de cobre (TMF)	PBI (%)	-0.029	Despreciable	Aceptado
Precio del cobre (USD/lb)	PBI (%)	0.45	Débil	Aceptado
Variables independientes vs variables dependientes		Coefficiente de correlación	Nivel de correlación	Decisión
Producción de cobre (TMF)	Consumo de diésel (galón/año)	0.97	Fuerte	Aceptado
Precio del cobre (USD/lb)	Consumo de diésel (galón/año)	0.85	Fuerte	Aceptado
PBI (%)	Consumo de diésel (galón/año)	0.38	Débil	Rechazado

Fuente: Elaboración propia.

El modelo econométrico de proyección de la demanda futura de diésel para el periodo (2018-2024) obtenido con el programa E-Views9, se expresa mediante la ecuación Ec. (1):

$$C = -1492573 + 612911.3 \times P1 + 31.8953 \times P2$$

Dónde:

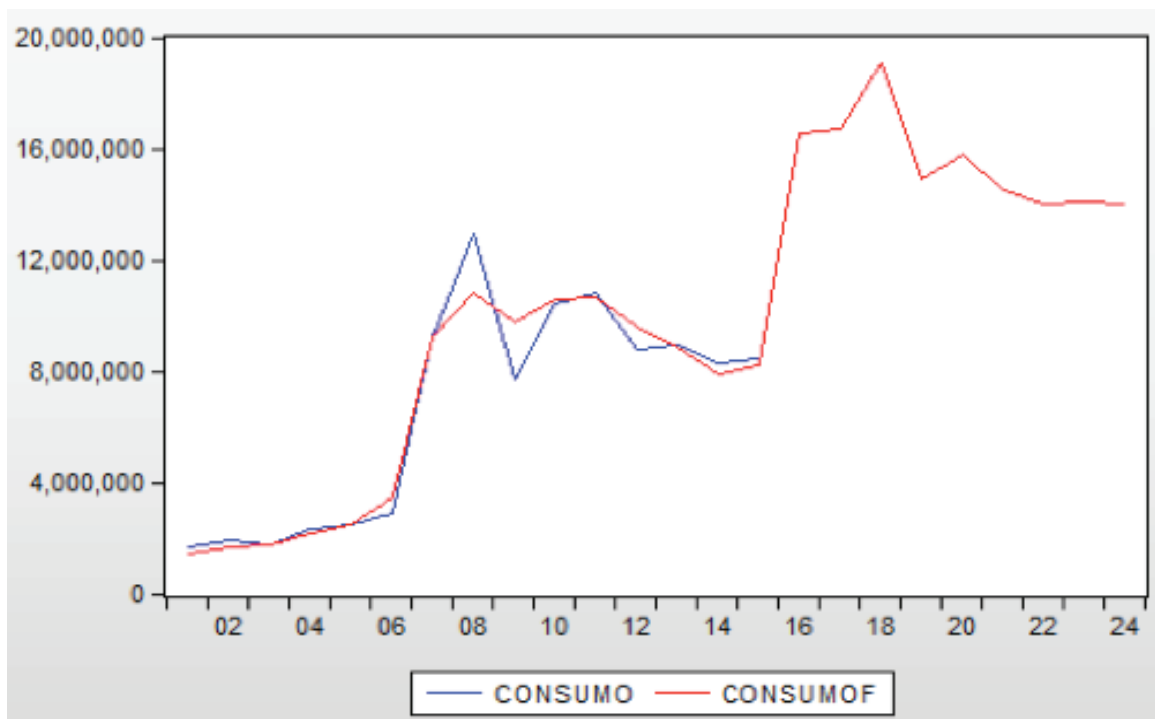
C: Consumo de diésel de la minera Cerro Verde (galones/año)

P1: Precio del cobre (USD/libra)

P2: Producción de cobre (TMF)

Este modelo permite obtener un valor del consumo anual de diésel de la mina Cerro hasta el 2024, el cual trata de aproximar el consumo real de diésel. La figura N° 8, muestra la comparación del consumo histórico de diésel (curva en color rojo) bajo el modelo econométrico versus el consumo real (en color azul) hasta el año base (2016). Asimismo, en color rojo se muestra, el pronóstico de la demanda futura de diésel en la misma Cerro Verde para el periodo proyectado 2018-2024.

Figura N° 8.- Curvas de la demanda futura (2018-2024) de diésel (color rojo) y de la demanda real (2001-2016) de diésel (color azul) obtenido del modelo econométrico (E-Views 9).



Fuente: Elaboración propia.

Tabla N° 9.- Proyección de la demanda futura (2018-2024) de diésel, gas natural y GNL para mina Cerro Verde.

Año	Demanda de Diésel (k) gal/día	Demanda de Gas Natural (MMPCD)	Demanda GNL (MTPA)
2018	52.2	6.34	0.049
2019	40.8	4.95	0.038
2020	43.2	5.24	0.041
2021	39.6	4.81	0.037
2022	38.4	4.66	0.036
2023	38.5	4.67	0.036
2024	38.4	4.66	0.036

Fuente: Elaboración propia.

La tabla N° 9 muestra la proyección de demanda futura de diésel (en kgal/día¹²) para el periodo 2018-2024 de la mina Cerro Verde. La tabla

muestra además la equivalencia en gas natural (en MMPCD¹³) y GNL (en MTPA¹⁴).

12 Miles de Galones de Diesel por Día, (k)gal/día.

13 Millones de Pies Cúbicos Estándares por Día, MMPCD.

14 Millones de Toneladas por Año, MTPA.

El modelo econométrico se aplicó a los tres (03) de escenarios de penetración de GNL en la mina Cerro Verde (Pesimista-25%, Más Probable-50%, Optimista-75%), para la sustitución del uso del diésel en camiones mineros de carga pesada, y estimar el potencial de demanda de gas natural (en MMPCD) y GNL (en MTPA). La tabla N° 10 muestra los diferentes escenarios planteados. Para el escenario “pesimista”, un caso muy conservador, podría llegar a demandar un promedio de 1.26 MMPCD de gas natural en los próximos siete años. Para el escenario “Más Probable”, un caso más equitativo, se tendría una demanda promedio de 2.52 MMPCD. Mientras que para el escenario “Optimista”, se podría alcanzar una demanda promedio de 3.79 MMPCD.

Para el periodo 2018-2024, en un escenario optimista, la mina Cerro Verde podría demandar anualmente en promedio 0.029 MTPA de GNL (3.79 MMPCD de gas natural), es decir un poco más de la mitad del consumo del sector residencial en el primer semestre del 2016 (6.49 MMPCD) [4] y equivalente al 4% del consumo del sector industrial (100 MMPCD) en el año 2015 [2], esto simplemente usando el caso de una sola mina. Sin embargo, actualmente en la macro-región sur se cuenta con más de 10 minas importantes y en el resto del Perú unas 30 minas más, todas ellas en operación para la producción de cobre y otros minerales [14]. Además, existen más de 20 proyectos mineros en cartera para las minas del sur que se darán en los próximos años [15].

Tabla N° 10.- Escenarios consumo de gas natural y diésel

(a) Pesimista (25% sustitución del diésel por GNL);

Escenario “Pesimista- 25%”	Gas natural (MMPCD) - 25%	GNL (MTPA) 25%
2018	1.58	0.012
2019	1.24	0.010
2020	1.31	0.010
2021	1.20	0.009
2022	1.17	0.009
2023	1.17	0.009
2024	1.17	0.009
Promedio	1.26	0.010

(b) Más Probable (75% sustitución del diésel por GNL)

Escenario “Más Probable” - 50%	Gas natural (MMPCD) - 50%	GNL (MTPA) 50%
2018	3.17	0.025
2019	2.47	0.019
2020	2.62	0.020
2021	2.40	0.019
2022	2.33	0.018
2023	2.34	0.018
2024	2.33	0.018
Promedio	2.52	0.020

(c) Optimista (75% sustitución del diésel por GNL)

Escenario "Optimista" - 75%	Gas natural (MMPCD) - 75%	GNL (MTPA) 75%
2018	1.58	0.012
2019	1.24	0.010
2020	1.31	0.010
2021	1.20	0.009
2022	1.17	0.009
2023	1.17	0.009
2024	1.17	0.009
Promedio	3.79	0.029

Fuente: Elaboración propia.

ESTIMACIÓN DE PRECIOS DE GNL Y DIÉSEL

Estimación de Precio de GNL

La composición del precio final del GNL está dada por el

$$\text{Precio final} = \text{GNBP} + \text{TGN} + \text{DGN} + \text{LGN} + \text{CG} + \text{TG} + \text{AG} \dots \text{Ec. (1)}$$

Dónde:

GNBP: Gas natural en boca de pozo (USD/MMBTU)

TGN: Transporte de gas natural (USD/MMBTU)

DGN: Distribución de gas natural (USD/MMBTU)

LGN: Licuefacción de gas natural (USD/MMBTU)

CG: Cargadero de GNL (USD/MMBTU)

TG: Transporte de GNL (USD/MMBTU)

AG: Almacenamiento de GNL (USD/MMBTU)

Los precios del gas natural en boca de pozo, transporte y distribución del gas natural, se obtienen del pliego tarifario de Cálidda¹⁵ aplicables desde el 1 de enero del 2018 [16]. Para la licuefacción se tomó como referencia a Osinergmin, el cual proporciona un costo de la licuefacción usado para la exportación del GNL en México [17]. El costo del cargadero se basó en una ratio obtenido del cargadero inaugurado

¹⁵ Cálidda - Gas Natural de Lima y Callao S.A.

en la Planta Melchorita operada por Perú LNG, a finales del 2017 [18]. Para el transporte del GNL, se tomó como referencia el contrato de Proinversión para la concesión del sur-oeste [19] y el costo del almacenamiento de GNL en la mina Cerro Verde se basa en un ratio de 0.32 USD/MMBTU [20].

Reemplazando estos precios parciales en la Ec. (1), el precio final de GNL es 10.38 USD/MMBTU (equivalente a S/. 2.90/gal GNL)¹⁶:

$$\text{Precio final} = 2.97 + 1.20 + 1.03 + 1.16 + 0.32 + 3.38 + 0.32 = 10.38 \text{ USD/MMBTU}$$

Dónde:

GNBP: 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

Este precio final de GNL, corresponde al GNL puesto en la mina Cerro Verde y, como se mencionó anteriormente en la metodología,

¹⁶ Considerando un poder calorífico del gas natural de 40 MJ/Nm³ y un tipo de cambio del dólar americano (USD) a 3.25 soles.

este precio se utiliza para el periodo proyectado 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 con respecto al precio base [5].

Estimación del Precio de Diésel

Debido a que la mina Cerro Verde se encuentra en Arequipa, se considera los precios del diésel B5 S-50 del 2013 al 2017 como se muestra en la tabla N° 11. En 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 pudo observar una fuerte correlación (0.99), lo que significa que la variable independiente explica en gran medida el comportamiento de la variable dependiente, y es válido su empleo para una proyección con el programa E-Views 9.

Tabla N° 11.- Precio en dólares americanos del diésel B5 S-50 en Arequipa, 2013-2017 [21].

Año	Precio del Diésel B5 S-50 (USD/galón)
2013	4.47
2014	4.21
2015	2.56
2016	2.45
2017	2.78

Fuente: Elaboración propia.

Al igual que el consumo de diésel, se obtiene un modelo econométrico de proyección del precio de diésel en la ciudad de Arequipa, basado en el precio petróleo WTI, la cual se muestra en la ecuación 2.

$$PA = 0.952825 + 0.035471 \times PWTI \quad \text{Ec. (2)}$$

Dónde:

PA: Precio del diésel en Arequipa (USD/galón).

PWTI: Precio WTI del barril de petróleo (USD/barril).

Esta ecuación modela el comportamiento aproximado del precio del diésel en Arequipa para los años 2018 al 2024 como se ve en la tabla N° 12.

Tabla N° 12.- Precios de diésel en Arequipa para los años proyectados (2018-2024), obtenidos con el modelo econométrico de la Ec. (2).

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

Fuente: Elaboración propia.

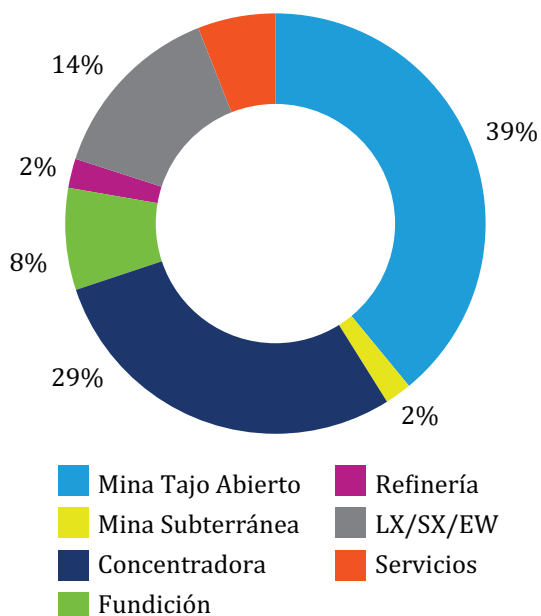
Para poder comparar el precio del diésel con el del GNL, es necesario que ambos tengan las mismas unidades, por lo que el precio del diésel se convierte a dólares americanos por MMBTU. El precio del diésel B5 S-50 que se obtiene es de 21.95 USD/MMBTU. A este precio se le debe adicionar el costo de transporte del diésel B5 S-50, obtenido de Osinergmin (última publicación noviembre del 2015). El costo de transporte para esta fecha fue 0.574 dólares americanos por galón los cuales, convertido en términos de energía, representa 4.41 USD/MMBTU [22]. Con lo cual, el precio final obtenido para el diésel B5 S-50 es de 26.36 USD/MMBTU.

Resultados de Evaluación Técnico-Económica

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° 9.

Figura N° 9.- Distribución del consumo de energía por proceso, 2016



Fuente: Elaboración propia en base a Comisión Chilena de Cobre, 2017 [23]

El equipo que consume más combustible diésel en el proceso de extracción en la minería a tajo abierto son los camiones de carga minera con un consumo que puede llegar en alguno a los 70 galones por hora [24]. 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.

La significancia de este estudio, es que brinda desde el ámbito académico, mayores luces de las oportunidades del gas natural a través del LNG para reducir el impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector minero del Perú.

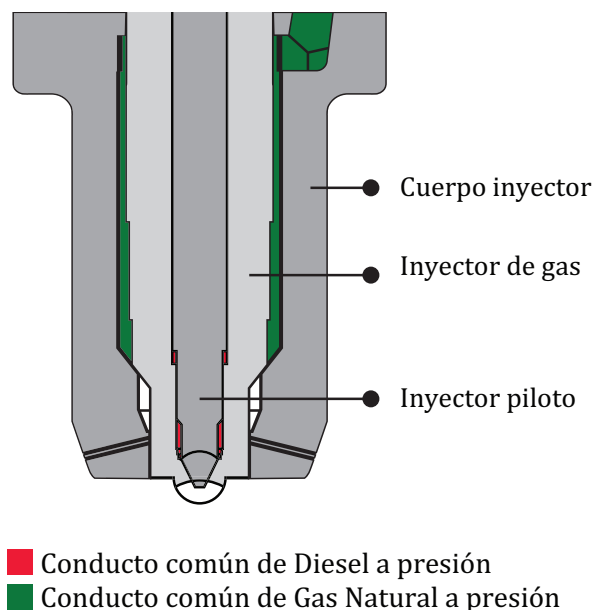
Resultados de Evaluación Técnica

a) Sistema HDPI (High Pressure Direct Injection)

Funcionamiento

Este es un sistema que permite inyectar a alta presión el gas directamente a la cámara de combustión con el cual se puede reemplazar hasta un 95% del diésel por GNL. Este 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. [25].

Figura N° 10.- Configuración del inyector HDPI



Fuente: Westport, 2010 [25]

Luego de que el gas sale del módulo de acondicionamiento pasa 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° 10 ingresan a la cámara de combustión simultáneamente [25].

Ventajas y Desventajas

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Reemplazo hasta el 95% del diésel. • Potencia y torque de un motor diésel. • Eficiencia energética cercana al del motor diésel. • No hay problemas de golpeteo. • Beneficio económico • No utilizan un acelerador para controlar la relación aire y gas. • Menor emisión de dióxido de carbono (CO₂) y óxido nitroso (NO_x). 	<ul style="list-style-type: none"> • No puede volver a usar el modo diésel 100%. • Si el motor se queda sin gas natural no podría funcionar. • Se tienen que hacer mantenimientos a dos sistemas.

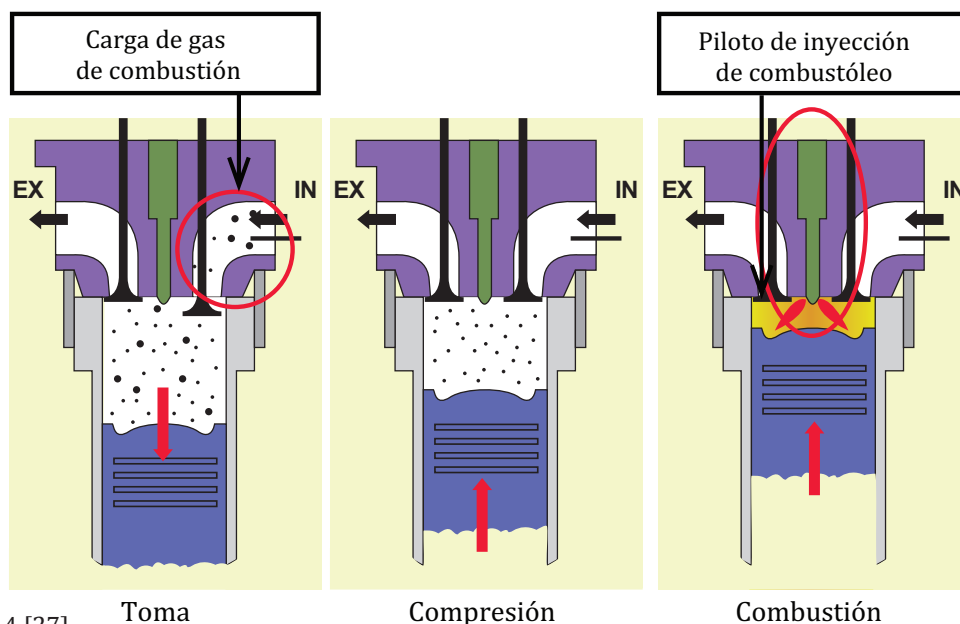
b) Sistema Estándar

Funcionamiento

La diferencia con el sistema HDPI es en como ingresa 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% [26].

Figura N° 11.- Funcionamiento del sistema estándar de un motor dual (GNL-diésel)



Fuente: JFE, 2014 [27]

La figura N° 11, 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 [27]. Este sistema necesita una mayor cantidad de diésel debido a que no se inyecta a alta presión como el sistema HDPI.

Ventajas y Desventajas

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Reemplazo hasta un 70% del diésel. • Mantiene el modo diésel 100%. • El intervalo de mantenimiento es largo. • Menor emisión de dióxido de carbono (CO₂) y óxido nitroso (NO_x). • La potencia a una velocidad de trabajo promedio es muy parecida a la del motor diésel. • La eficiencia térmica es parecida al de un motor diésel. • Beneficio económico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor eficiencia volumétrica que el motor diésel. • Posible mayor pérdida de potencia en trabajo de altura con respecto al sistema HDPI. • Mayor uso de diésel cuando trabaja a mayor velocidad. • Problemas de golpeteo a mayor velocidad. • Es necesario mantener dos sistemas.

Resultados de Evaluación Económica

Se realizó una evaluación económica detallada para buscar indicadores económicos como el Valor Presente Neto del Total de Costos (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Payback a la tecnología más conveniente. El análisis fue realizado al camión minero “Mining Haul Truck” Caterpillar modelo 793D con el sistema HDPI ya que permite una mayor sustitución del diésel por GNL. Los supuestos considerados, fueron los siguientes:

- Costo de inversión del sistema HDPI para un camión minero, es de aproximadamente USD 1,200,000 [28]. Este monto representa el costo de adquisición del kit de conversión para un camión minero, el cual permite que los motores de los camiones funcionen tanto con diésel como con GNL.

- Tasa de descuento, 10%.
- Consumo promedio de combustible diésel, 48 galones por hora (consumo cuando el camión se encuentra a media carga media [24]).
- Vida económica de 7 años, ya que son los años que corresponde al periodo de prospectiva (2018-2024), para la demanda de diésel y GNL.
- Costo de mantenimiento para un Mining Truck Caterpillar 793D: USD 36.43 por horas de operación (6,792 horas de operación al año) para un motor diésel. Para un motor dual (diésel-GNL), se asume conservadoramente que es un 20% mayor que el de un motor diésel. La tabla N° 13 [29], muestra los respectivos datos de costos de mantenimiento considerados.



Tabla N° 13.- Costos de operación de un camión minero con un motor diésel y motor dual (diésel-GNL) [29].

	Camión CAT 793D (Diésel)	Camión CAT 793D (Diésel + GNL)
Costo de Mantenimiento Mayor (Repuestos y materiales + Labor)	24.36 USD/hr	29.23 USD/hr
Costo de Mantenimiento Menor (Repuestos y materiales + Labor)	2.46 USD/hr	2.95 USD/hr
Mantenimiento General	5.9 USD/hr	7.08 USD/hr
Mantenimiento Predictivo	3.73 USD/hr	4.47 USD/hr
Total	36.45 USD/hr	43.74 USD/hr

Fuente: Elaboración propia.

La tabla N° 14 muestra el resumen de resultados económicos, respecto a la comparación entre el valor presente neto del total de costos para el motor diésel versus dual, para un camión minero CAT 793D. 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). Tomando en cuenta solo el combustible, este nuevo sistema es rentable, pero hay más factores involucrados dentro de una nueva tecnología como la inversión y los costos de mantenimiento. Tomando en cuenta

estos factores, se obtuvo que el valor presente neto del total de costos es de 6,652,940 USD y 4,956,621 USD para el motor diésel y dual, respectivamente. De esta manera, se aprecia de manera real los costos asociados a un motor (diésel y dual) para los años proyectados, y se obtiene, 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.

Tabla N° 14.- Valor presente neto del total de costos (2018-2024) para camión minero CAT 793D con motor diésel versus dual.

	Motor Diésel	Motor Dual (Diésel - GNL)
Inversión inicial	-	1,200,000 USD
Precio presente de diésel	26.36 USD/MMBTU	26.36 USD/MMBTU
Precio presente de GNL	0	10.38 USD/MMBTU
Consumo promedio de diésel	6.25 MMBTU/hora	0.31 MMBTU/hora
Consumo promedio de GNL	-	5.94 MMBTU/hora
Horas anuales promedio de operación	6,792	6,792
Costo anual de combustible	1,118,982 USD/año	474,549 USD/año
Costo anual de Mantenimiento Mayor (repuestos y materiales + Labor)	165,453 USD/año	198,544 USD/año
Costo anual de Mantenimiento Menor (repuestos y materiales + Labor)	16,708 USD/año	20,050 USD/año
Costo Mantenimiento Predictivo	25,334 USD/año	30,401 USD/año
Costo Mantenimiento General	40,073 USD/año	48,087 USD/año
Datos de salida		
VPN combustible	5,447,673 USD	2,310,301 USD
VPN Mantenimiento Mayor	805,495 USD	966,594 USD
Valor Mantenimiento Menor	81,343 USD	97,612 USD
Valor Mantenimiento General	195,091 USD	234,109 USD
VPN Mantenimiento Predictivo	123,337 USD	148,005 USD
TOTAL VPN (Valor Presente Neto del Total de Costos)	6,652,940 USD	4,956,621 USD

Fuente: Elaboración propia.

La tabla N°15, muestra los indicadores económicos TIR y Payback para la nueva tecnología (sistema HDPI), empleado en la conversión de camiones mineros de diésel a GNL. El ahorro económico anual por concepto de combustible y mantenimiento, asciende a 594,920 USD/año. La inversión inicial por la compra del kit de conversión de GNL asciende a USD 1,200,000. Se obtiene un TIR de 46%, lo

cual nos indica que tan rentable es la inversión en la nueva tecnología aplicada al motor del camión minero. La tasa de descuento es 10%, y dado que el TIR obtenido es mayor que esta tasa mínima de rentabilidad exigida, esto significa que la nueva inversión es rentable. El Payback (tiempo de recupero de la inversión), es de 2.37 años, lo cual representa un tiempo de retorno de la inversión bastante atractivo.

Tabla N° 15 TIR y Payback del motor dual para un CAT 793 D (2018-2024)

Periodo (años)	Ahorro (USD)	Tasa de descuento		Flujos a VPN (USD)	Acumulado (USD)
		Inversión (USD)	10% 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%		
		Payback (años)	2.4		
		Payback (meses)	28.5		

Fuente: Elaboración propia.

CONCLUSIONES

La metodología empleada en este estudio, puede ser aplicada a cualquier otra mina del Perú. Una limitación importante es el acceso a la data de consumos históricos de combustibles líquidos de la mina, si bien estos datos existen y son reportados periódicamente por la mina a Osinergmin, su obtención no fue posible y se realizó mediante inferencias. Los resultados técnicos y económicos obtenidos son relevantes pues demuestran el potencial de demanda de gas natural en la mina Cerro Verde y, por ende, en el sector minero peruano, dado que esta mina es el mayor productor de cobre en el país.

Para el periodo de prospectiva 2018-2024 analizado, la demanda diaria promedio de diésel asciende a 41.6 (k) gal/día (o también expresado como 41.6 MGDC¹⁷). De acuerdo a los escenarios de penetración o sustitución del diésel por GNL, considerados en este estudio, para el escenario “Optimista” (75% de sustitución del diésel), la demanda de gas natural (seco) y GNL

fueron de 9.67 Bcf (promedio de 3.79 MMPCD) y 0.029 MTPA respectivamente. Para el escenario “Más Probable” (50% de sustitución del diésel), la demanda de gas natural y GNL fueron de 6.45 Bcf (promedio de 2.52 MMPCD) y 0.020 MTPA respectivamente. Finalmente, para el escenario “Pesimista” (25% de sustitución del diésel), la demanda de gas natural y GNL fueron de 3.22 Bcf (promedio de 1.26 MMPCD) y 0.010 MTPA respectivamente.

De la evaluación económica de la tecnología de conversión de un motor diésel a dual (diésel+GNL) para un camión minero CAT 793D, se obtuvieron significativos indicadores económicos, VPN del total de costos, (USD 4,956,621), TIR (46%) y Payback (2.37 años), los cuales muestran de que la inversión para la adopción de GNL en camiones mineros en el Perú, es rentable, ya que se recupera en un periodo aceptable. Asimismo, el ahorro económico por el reemplazo de diésel por GNL asciende a 594,920 USD/año. Si esta tecnología se aplicará a toda una flota de camiones de carga de una mina el ahorro económico sería aún más significativo con respecto a los costos totales asociados a la mina.

17 Miles de galones por día calendario (MGDC)

En conclusión, se demuestra que en el Perú existe una gran oportunidad de mejorar el aprovechamiento de un gran recurso energético (gas natural) que el país dispone, pero de una manera mucho más eficiente, en sectores económicos como la minería, que representa uno de los mayores pilares de la economía peruana y de sus exportaciones. Es uno de los sectores altamente demandante de combustibles líquidos, como el diésel, y por ende un importante productor de gases de efecto invernadero. Sin embargo, los niveles de sustitución del diésel y el grado de penetración del GNL en el sector minero en el Perú, posee diferentes variables que impactan en la toma de decisión por parte de los gerentes y ejecutivos de la mina Cerro Verde y, en general de cualquier mina en el Perú, para llevar adelante este cambio energético, los cuales tienen que ver mucho con factores económicos (precio del GNL) y logísticos (acceso al GNL),

compromiso ambiental de la mina, presión de stakeholders externos (comunidades del entorno, regulación y legislación ambiental) y la estrategia de negocio frente al cambio climático, todo lo cual redundará en oportunidad para cualquier empresa, y en especial las del sector minero, de seguir en el camino del desarrollo sostenible.

Por ello, la significancia de este estudio, es que brinda desde el ámbito académico, mayores luces de las oportunidades del gas natural a través del GNL para reducir el impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector minero del Perú. Este estudio puede ser complementado con futuras investigaciones, mediante estudio de demanda de gas natural para las demás minas de la macro-región sur, y porque no, del resto del país. Esto contribuiría aún más y, de manera significativa al país, a lograr los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) al 2030.

REFERENCIAS

- [1] MINEM, «Reporte Anual. Boletín Estadístico del Subsector Minero,» 2016.
- [2] MINEM, «Balance Nacional de Energía 2015,» Lima, 2016.
- [3] Ministerio de Energía y Minas, «Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos,» Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2016.
- [4] OSINERGMIN, «Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Gas Natural. Primer Semestre del 2016,» Lima, 2016.
- [5] R. Segovia, Interviewee, Composición del precio del GNL. [Entrevista]. 12 Enero 2018.
- [6] Banco Central de Reserva del Perú, «Estadísticas BCRP,» [En línea]. Available: <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/diarias/cotizaciones-internacionales>. [Último acceso: 15 Noviembre 2017].
- [7] Comisión Nacional de Energía de Chile, «Informe de proyecciones de precios de combustibles 2016-2031,» Departamento de Hidrocarburos, Santiago, 2016.
- [8] Ministerio de Energía y Minas, «minem,» [En línea]. Available: http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=1&idEstadistica=11299. [Último acceso: 21 Septiembre 2017].
- [9] Knight Piésold Consultores S.A., «Estudio de Impacto Ambiental y Social de la Expansión de la Unidad de Producción Cerro Verde,» Lima, 2011.
- [10] BBVA Research, «Peru: Sector Minero,» BBVA Research, Lima, 2017.
- [11] Banco Central de Reserva del Perú, «BCRP,» [En línea]. Available: <http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/cuadros-anuales-historicos.html>. [Último acceso: 11 Octubre 2017].
- [12] Ministerio de Economía y Finanzas, «Informe de Actualización de Proyecciones Macroeconómicas,» Lima, 2017.

- [13] Apoyo Consultoría, «Estudio de proyecciones del PBI de largo y la demanda de potencia y energía de principales proyectos 2012-2024,» Lima, 2012.
- [14] Ministerio de Energía y Minas, «Anuario Minero 2016,» Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2017.
- [15] Ministerio de Energía y Minas, «Mapa de proyectos mineros 2017,» Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2017.
- [16] Cálidda, Pliego tarifario del servicio de distribución de gas natural, Lima: Cálidda, 2018.
- [17] A. L. Vásquez, «Formación de Precios en el Mercado del Gas Natural Licuado (GNL),» OSINERGMIN, Lima, 2011.
- [18] Perú LNG, «ESTACIÓN DE CARGA DE GNL EN CAMIONES CISTERNAS,» Peru LNG, Lima, 2015.
- [19] Proinversión, «Contrato de Concesión del Sistema de Distribución Sur Oeste,» 2013. [En línea]. 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. [Último acceso: 10 Marzo 2017].
- [20] R. Ramírez, «GNL EN MEDIANA Y PEQUEÑA ESCALA Y SUS APLICACIONES EN EL PERÚ,» La Revista del Gas Natural, vol. IV, n° 4, pp. 63-78, 2013.
- [21] OSINERGMIN, «SCOPS,» [En línea]. Available: http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/hidrocarburos/Paginas/SCOP-DOCS/scop_docs.htm.
- [22] OSINERGMIN, «OSINERGMIN,» [En línea]. Available: <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/precios-de-referencia-banda-de-precios/banda-de-precios-de-combustibles-liquidados>. [Último acceso: 24 Febrero 2018].
- [23] Comisión Chilena de Cobre, «Informe de actualización del consumo energético de la minería del cobre al año 2016,» 2017.
- [24] Caterpillar, Manual de rendimiento, Illinois: Caterpillar, 2007.
- [25] Westport, «Westport's High Pressure Direct Injection System —Technology and European Certification,» Westport, 2010.
- [26] 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, n° 53, pp. 52-57, 2013.
- [27] JFE, «Dual Fuel Engine Gas Fuel Conversion Technology,» JFE TECHNICAL REPORT, n° 19, pp. 78-80, 2014.
- [28] Jessica Kirby, «Mining and energy,» [En línea]. Available: http://www.miningandenergy.ca/technology/article/liquefied_natural_gas_engine_technology_in_the_works_for_mining_trucks/. [Último acceso: 23 Enero 2018].
- [29] Ferreyros, «Costo Total de Propiedad y Operación (TCO) del camión minero 777F para la empresa MDH,» Ferreyros, Lima.