

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



TESIS

**“EVALUACIÓN DE UNA PLANTA DE LICUEFACCIÓN DE
GAS NATURAL EN EL PERÚ PARA EXPORTACIÓN”**

PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO PETROQUÍMICO

ELABORADO POR:

ROMEL OMAR URBAY APARI

ASESOR

MSC. CÉSAR AUGUSTO LUJÁN RUIZ

LIMA – PERÚ

2019

DEDICATORIA

A mi madre Lucila pues este logro es de los dos; a las personas que parten desde abajo para llegar a la cima y a los que nunca tuvieron la oportunidad de estudiar, pues ayudaron a cumplir los sueños de otros, mi padre.

A Brolzovich, por las palabras correctas y su apoyo en el tiempo que estuvo.

AGRADECIMIENTOS

A mi madre por su confianza y apoyo en todas las etapas de mi corta vida.

A la UNI por su exigencia y calidad en la preparación de nuevos profesionales.

A mis excompañeros de trabajo en ECSA Ingenieros y PHPI, quienes me apoyaron a culminar esta Tesis.

Al Ing. César Luján por su orientación en la elaboración del presente trabajo.

RESUMEN

La primera opción para el uso del gas natural en el Perú debe ser su mercado interno y/o dar valor agregado a través del desarrollo de la petroquímica, motivando así la exploración y explotación de yacimientos gasíferos en el país, lo que traería consigo inversiones de capital, generación de empleos, creación de nueva infraestructura e ingresos a través de regalías. Sin embargo, varios proyectos relacionados con un posible desarrollo de la petroquímica y distribución interna no han logrado consolidarse para utilizar el gas de Camisea, dado que se requiere inversiones previas para implementar una infraestructura intermedia (gasoductos hacia el sur y centro del país) para el transporte y suministro del gas natural.

Es importante resaltar que en el periodo 2010 – 2017 las regalías obtenidas por la exportación de gas natural de Camisea representaron el 46.55% del total de regalías gasíferas en beneficio del Perú. Por lo antes expuesto y con el propósito de mantener los ingresos por regalías con origen en el gas natural, la presente investigación estudia la viabilidad de exportar gas haciendo uso de reservas gasíferas no comprometidas con la masificación del gas natural en el país.

En el 2016, el comercio de Gas Natural Licuado (LNG por sus siglas en inglés) representó cerca del 32% de la demanda mundial de Gas Natural, donde este último representó aproximadamente la cuarta parte en la demanda de la energía global, puesto que, los países en desarrollo y desarrollados requieren cada vez más energía a menor costo y de menor impacto ambiental en la ejecución de sus actividades. Asimismo, el GNL es una alternativa a los gasoductos tradicionales, que ha traído consigo la expansión del mercado de Gas Natural.

La demanda de GNL ha venido en aumento en los últimos 20 años, alcanzando así 258 MTPA (millón de toneladas por año) en el 2016, representando un incremento de 5.4% respecto al 2015 en el cual se importaron 244.8 MTPA. A su vez, el comercio de GNL está cambiando para satisfacer las necesidades de los compradores, incluyendo contratos a corto plazo y de menor volumen con mayores grados de flexibilidad.

Por ello, la presente Tesis analiza la viabilidad técnico-económica para la implementación de una Planta de Licuefacción de Gas Natural para su exportación. Un Proyecto de esta magnitud, proporcionaría al Perú la inversión de capital, la generación de empleos, la creación de infraestructura, la generación de ingresos a través de regalías e impuestos, y un balance positivo de divisas provenientes de la exportación de energía.

El estudio se sustenta que con el aumento de las reservas probadas de gas natural a finales del 2016 y la declaratoria de comercialización del Lote 58, el cual cuenta con 2.19 TCF de reservas probadas de gas natural, se garantizaría el suministro de materia prima para la ejecución del presente Proyecto de Investigación.

El dimensionamiento de la Planta de Licuefacción se determinó al proyectar la producción nacional de gas natural, obteniendo así una capacidad de procesamiento de 225 MMSCFD equivalente a una producción de GNL igual a 1.6 MTPA. Asimismo, ha sido necesario la implementación de un gasoducto de uso propio para el abastecimiento de materia prima, así como la construcción de un terminal marítimo para cargar el gas licuado en buques-tanqueros.

La localización del Proyecto de Investigación se ha basado en ciertos criterios de ubicación, considerando la capacidad de los buques tanques y el trayecto del gasoducto Camisea – Lurín, concesionado actualmente por TGP.

Con lo mencionado anteriormente, se ha estimado una inversión total de 645 MMUSD para la ejecución del Proyecto de Investigación.

También se ha desarrollado el estudio de mercados objetivos para la venta del GNL producido, siendo Asia el principal mercado, debido al incremento de importaciones, recuperación del indicador LNG JKM y el cambio en su matriz energética que hoy en día es dominada por la energía nuclear y carbón.

Finalmente, el precio SPOT de gas natural a finales del 2017, bajo el marcador LNG JKM, es aproximadamente 10.57 \$/MMBTU, con ello, la rentabilidad del Proyecto de Investigación fue evaluada por medio de la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor actual Neto Económico (VAN) y el periodo de recuperación de la inversión (PAY BACK), siendo estos 19.64%, 295 MMUSD y 7 años respectivamente; además el Estado tendrá ingresos de 84 MMUSD anuales por el concepto de regalías debido a la exportación del gas natural.

ABSTRACT

The first option for the use of natural gas in Peru is its internal market and / or added value through the development of the petrochemical industry, thus motivating the exploration and exploitation of gas fields in the country, bringing the own investments of capital, generation of jobs, creation of new infrastructure and income through royalties; However, several projects related to the possible development of petrochemicals and internal distribution have not been consolidated to use Camisea gas, since an intermediate infrastructure is required for the transportation and supply of natural gas, therefore, with the purpose of Maintain revenues in the country, this research study the feasibility of exporting gas using gas reserves not committed to the massification of natural gas at the country level, which, during the period 2010 - 2017 Natural gas exported accounted for 46.55% of the Total gas royalties in favor of Peru. In 2016, the trade in Liquefied Natural Gas (LNG) represented about 32% of the global demand for Natural Gas, where this last represented approximately a quarter of the global energy demand, since, developing and developed countries require more and more energy at lower cost and with less environmental impact in the execution of their activities. Likewise, LNG is an alternative to traditional gas pipelines, which has brought with it the expansion of the Natural Gas market.

The demand for LNG has been increasing in the last 20 years, reaching 258 MTPA (million tons per year) in 2016, representing an increase of 5.4% compared to 2015 in which 244.8 MTPA were imported. In turn, LNG trade is changing to meet the needs of buyers, including short-term and lower-volume contracts with greater degrees of flexibility.

Therefore, this thesis analyzes the technical-economic viability for the implementation of a Natural Gas Liquefaction Plant for export. A project of this magnitude would provide Peru with capital investment, the creation of jobs, the creation of infrastructure, the generation of income through royalties and taxes, and a positive balance of foreign exchange from the export of energy.

The study is based on the fact that with the increase in proven reserves of natural gas at the end of 2016 and the declaration of commercialization of Lot 58, which has 2.19 TCF of proven natural gas reserves, the supply of raw material for the execution of this Research Project will be guaranteed.

The sizing of the Liquefaction Plant was determined when projecting the national production of natural gas, thus obtaining a processing capacity of 225 MMSCFD, equivalent to a production of 1.6 MTPA of LNG. It has also been necessary to implement a gas pipeline for own use for the supply of raw materials, as well as the construction of a maritime terminal to load liquefied gas in tanker ships.

The location of the Research Project has been based on certain location criteria, considering the capacity of the tankers and the route of the Camisea - Lurín gas pipeline, currently concessioned by TGP.

With the aforementioned, a total investment of 645 MMUSD has been estimated for the execution of the Research Project.

The study of objective markets for the sale of LNG produced has also been developed, with Asia being the main market, due to the increase in imports, recovery of the LNG JKM indicator and the change in its energy matrix, that is now dominated by nuclear energy and coal.

Finally, the SPOT price of natural gas at the end of 2017, under the LNG JKM marker, is approximately 10.57 \$ / MMBTU, with this, the profitability of the Research Project was evaluated through the Internal Rate of Return (IRR), the Net Present Value (NPV) and the period of investment recovery (PAY BACK), these being 19.64%, 295 MMUSD and 7 years respectively; In addition, the state will have an annual income of 84 MMUSD for the concept of royalties due to the export of natural gas.

PRÓLOGO

En el Capítulo I se presenta un breve análisis sobre la comercialización de gas natural y gas natural licuado a nivel local e internacional observándose que existen regiones en las cuales la producción es inferior al consumo de gas natural, recurriendo así a la importación de energía, asimismo se realiza un análisis de las reservas para exportación y del posible riesgo que podría implicar dejar una gran parte del gas en el subsuelo; estos servirán como insumos para la formulación del problema y el planteamiento de la hipótesis del presente proyecto de investigación.

En el Capítulo II se realiza la descripción de la infraestructura existente para el transporte de gas natural por ductos del cual se podría hacer uso para el suministro de materia prima y se plantean los fundamentos teóricos que servirán como insumos para el dimensionamiento de la planta y su viabilidad económica, comercial y ambiental, así como el marco legal al cual se encuentra sujeto para su desarrollo.

En el Capítulo III se presentan los resultados de la investigación con base a los fundamentos teóricos desarrollados en el Capítulo II. Estos resultados abarcan los posibles mercados objetivos, capacidad de la planta, disponibilidad de reservas para exportación, localización del proyecto de investigación, la tecnología para la licuefacción del gas natural. Asimismo, se presenta el monto de inversión para la ejecución del proyecto de investigación y los valores de los indicadores económicos VAN, TIR y PAYBACK que definen la viabilidad económica; además se desarrolla la viabilidad ambiental del presente proyecto de investigación.

Finalmente, en el Capítulo IV se presentan las conclusiones que deja la investigación para un proyecto de esta magnitud, así como las recomendaciones para su ejecución.

ÍNDICE

DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
RESUMEN	iii
ABSTRACT	v
PRÓLOGO	vii
ÍNDICE	viii
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.1. Introducción	1
1.1.1. Comercio internacional de gas natural	3
1.1.2. Demanda de gas natural a nivel país	7
1.2. Formulación del problema	10
1.3. Objetivos de la investigación.	10
1.3.1. Objetivo General	10
1.3.2. Objetivo Específicos	10
1.4. Justificación de la investigación	10
1.5. Hipótesis	11
1.6. Identificación de variables	11
1.7. Operacionalización de variables	11
1.8. Matriz de consistencia	12
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	13
2.1 Antecedentes	13
2.1.1 Gas Natural Licuado para Exportación en Perú	13
2.1.2 Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural (STD-GN) de Camisea a Lima	20
2.2 Bases teóricas	25
2.2.1 El mercado internacional de Gas Natural Licuado	25
a. Productores y consumidores de gas natural	25
b. Comercio de GNL.....	28
c. Pronóstico del Gas Natural	37
d. Pronóstico del GNL	39
e. Precios del Gas Natural.....	41
2.2.2 Marco Legal Nacional e Internacional	45

a.	Marco Nacional.....	45
b.	Marco Internacional.....	47
2.2.3	Reservas y Recursos de gas natural a nivel país	48
a.	Reservas probadas de gas natural (1P)	49
b.	Reservas Probables y Posibles de gas natural.....	51
c.	Recursos Contingentes y Prospectivos	51
d.	Pronóstico de Producción de gas natural – Periodo 2017 – 2021.....	54
2.2.4	Oferta de Gas Natural Licuado – Plantas de Licuefacción en el mundo	54
2.2.5	Licenciantes de tecnología para la licuefacción del gas natural	57
a.	Proceso APC-C3MR.....	60
2.2.6	Factores que influyen en el desarrollo de Proyectos de GNL.....	64
2.2.7	Terminales de regasificación.....	66
2.2.8	Lotes para el suministro de Gas Natural	70
2.2.9	Dimensionamiento del Proyecto y localización de las instalaciones ...	71
a.	Capacidad de procesamiento	71
b.	Localización.....	73
2.2.10	Transporte de Gas Natural	75
2.2.11	Caracterización del producto, Gas Natural Licuado – GNL.....	78
2.2.12	Tanques de Almacenamiento de GNL	80
a.	Tanques de contención simple.....	80
b.	Tanques de contención doble.....	81
c.	Tanques de contención total	82
2.2.13	Evaluación económica	83
a.	Inversión de capital.....	83
b.	Estructura de costos del Proyecto	83
c.	Análisis VAN, TIR y PayBack	84
d.	Análisis de sensibilidad	85
e.	Regalías a favor del Estado.....	85
2.2.14	Aspectos ambientales en una planta de LNG.....	87
CAPITULO III RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN.....		89
3.1	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE MERCADO.....	89
3.1.1	Mercados objetivo del Proyecto.....	89
3.1.2	Capacidad de la Planta	91
3.1.3	Disponibilidad de reservas de gas natural	92
3.1.4	Localización	94
a.	Resultados de los criterios de localización	94
b.	Pampa Melchorita	95
3.1.5	Infraestructura para el suministro de gas natural	98
a.	Trayecto del Gasoducto	98
b.	Diseño del Gasoducto	101
3.1.6	Planta de Licuefacción	101
a.	Tecnología de licuefacción	101

b. Proceso de Licuefacción	101
3.1.7 Almacenamiento de GNL	103
3.1.8 Terminal Marítimo	104
3.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA	106
3.2.1 Inversión de Capital.	106
a. Capital Fijo	106
b. Capital de Trabajo.....	107
3.2.2 Estructura de costos del Proyecto	108
3.2.3 Análisis VAN, TIR y Pay Back	109
3.2.4 Análisis de sensibilidad.....	111
3.2.5 Regalías a favor del Estado	111
3.3 EVALUACIÓN AMBIENTAL	112
CAPÍTULO IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	113
4.1 CONCLUSIONES	113
4.2 RECOMENDACIONES	116
BIBLIOGRAFÍA.....	118
GLOSARIO Y UNIDADES UTILIZADAS	121
ANEXOS	123

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

FIGURAS

Figura 1.1. Producción y Consumo de Gas Natural por año a nivel global.....	4
Figura 1.2. Producción (P) y Consumo (C) de Gas Natural por región en TCF – 2016.	5
Figura 1.3. Producción y consumo de gas natural – Perú.	7
Figura 2.1. Ingresos al Estado peruano por la exportación de gas natural, en miles de dólares.	18
Figura 2.2. Esquema del Sistema de Transporte de Gas Natural.	22
Figura 2.3. Volúmenes entregados en el STD-GN, 2017.	24
Figura 2.4. Producción de GN por región.	26
Figura 2.5. Consumo de GN por región.	27
Figura 2.6. Número de Exportadores e Importadores de GNL por año.	28
Figura 2.7. Exportación de LNG y cuota de mercado por país (en MTPA) – 2016.	29
Figura 2.8. Importación de LNG y cuota de mercado por país (en MTPA) – 2016.	29
Figura 2.9. Principales flujos comerciales de GNL – 2016.	31
Figura 2.10 . Principales movimientos de gas natural, bcm – 2016.	32
Figura 2.11. Importación de GNL por región.	33
Figura 2.12. Importaciones de GNL por país en Asia Pacifico.	34
Figura 2.13. Importaciones de GNL por país en Europa y Eurasia.	35
Figura 2.14. Importaciones de GNL por país en Sur y Centro América.	36
Figura 2.15. Importaciones por país en Norte América.	37
Figura 2.16. Pronóstico del incremento de la demanda energética por combustible...	38
Figura 2.17. Pronóstico del consumo de gas natural por sector.	39
Figura 2.18. Perspectiva del GNL a nivel Global.	39
Figura 2.19. Duración media en contratos de GNL.	40
Figura 2.20. Volumen medio en contratos de GNL.	40
Figura 2.21. Variación de la demanda GNL por país, 2017 – 2030.	41
Figura 2.22. Evolución de precios de Gas Natural.	43
Figura 2.23. Evolución de precios del petróleo.	43
Figura 2.24. Relación entre los precios del petróleo y gas natural.	44
Figura 2.25. Producción acumulada de Gas por Cuenca Sedimentaria, BCF.	48
Figura 2.26. Evolución de las Reservas Probadas a nivel país.	49
Figura 2.27. Recursos Contingentes de Gas Natural por Cuenca Sedimentaria.	52
Figura 2.28. Recursos Prospectivos de Gas Natural por Cuenca Sedimentaria.	53
Figura 2.29. Pronóstico de producción de gas natural a nivel país.	54
Figura 2.30. Plantas de Licuefacción a nivel global, enero 2017.	56

Figura 2.31. Procesos de Licuefacción implementados en Plantas de GNL existentes – 2016.....	57
Figura 2.32. Cantidad de Proyectos por procesos de licuefacción. 1997 – 2016.....	58
Figura 2.33. Procesos de Licuefacción en los últimos 20 años.....	59
Figura 2.34. Proceso de licuefacción AP-C3MR™.....	62
Figura 2.35. Evolución del proceso AP-C3MR™.....	63
Figura 2.36. Capacidad de regasificación por país – Enero 2017.....	67
Figura 2.37. Plantas de regasificación a nivel global – 2015.....	68
Figura 2.38. Capacidad del STD-GN sin uso.....	73
Figura 2.39. Diseño típico de tanque de GNL de contención simple.	81
Figura 2.40. Diseño típico de tanque de GNL de contención doble.	82
Figura 2.41. Diseño típico de tanque de GNL de contención total.	83
Figura 2.42. Cantidad de CO ₂ emitido a la atmosfera a nivel país, 2006 – 2016.	88
Figura 2.43. Emisión de CO ₂ de PERU LNG – 2016.	88
Figura 3.1. Capacidad de planta para exportación de gas natural.....	92
Figura 3.2. Análisis de disponibilidad de reservas de GN para nuevo proyecto de GNL – 2016. Lotes 56 y 57.....	93
Figura 3.3. Análisis de disponibilidad futura de reservas de GN para nuevo proyecto de GNL. Lotes 56, 57 y 58.....	94
Figura 3.4. Ubicación del Proyecto.....	96
Figura 3.5. Perfil de elevación del terreno.	97
Figura 3.6. Trayectoria del gasoducto para suministro de GN.	100
Figura 3.7. Ubicación del punto de carga del GNL.	105
Figura 3.8. Estructura de costos en la cadena de GNL para el Proyecto.	109
Figura 3.9. Cash Flow del proyecto de investigación.	110
Figura 3.10. Análisis de viabilidad económica del Proyecto.....	111

CUADROS

Cuadro 1.1. Comercio (TCF) global de gas natural por gasoductos – 2016.	6
Cuadro 1.2. Producción Fiscalizada 2016 de gas natural por Lote – Perú.	8
Cuadro 1.3. Reservas y Recursos de Gas Natural.....	9
Cuadro 1.4. Reservas de gas natural para exportación, BCF – 2016.....	9
Cuadro 2.1. Embarques de gas natural exportado 2017: Perú – Asia.....	19
Cuadro 2.2. Composición del Gas Natural a través del STD-GN.	22
Cuadro 2.3. Comercio global de GNL, bcm – 2016.	30
Cuadro 2.4. Framework de Recursos de Gas Natural a nivel país.....	49
Cuadro 2.5. Reservas Probadas de Gas Natural, BCF.....	50
Cuadro 2.6. Reservas probables y Posibles de gas Natural, BCF.....	51
Cuadro 2.7. Recursos Contingentes y Prospectivos de gas Natural, BCF.....	53
Cuadro 2.8. Procesos de Air Products Chemical de acuerdo a la capacidad del Tren de Licuefacción.	60

Cuadro 2.9. Reservas Probadas de Gas Natural de los posibles lotes para suministro al Proyecto – 2016.....	71
Cuadro 2.10. Producción fiscalizada de gas natural por Lote – 2016.	71
Cuadro 2.11. Factores y subfactores para la localización de la planta.	74
Cuadro 2.12. Códigos, normas y especificaciones para el diseño de gasoductos.....	75
Cuadro 2.13. Parámetros de diseño del gas de alimentación PERU LNG.	77
Cuadro 2.14. Parámetros para el diseño del gasoducto de uso propio.	77
Cuadro 2.15. Parámetros para el cálculo del espesor.	78
Cuadro 2.16. Composición del GNL según origen.....	79
Cuadro 2.17. Supuestos para la elaboración del Flujo de caja.	84
Cuadro 3.1. Mercado objetivos y precios de GN a diciembre de 2017.	91
Cuadro 3.2. Reservas actuales disponibles de gas natural para exportación. Lotes 56 y 57, BCF – 2016.	93
Cuadro 3.3. Reservas futuras disponibles de gas natural para exportación. Lotes 56, 57 y 58, BCF – 2016.	93
Cuadro 3.4. Calificación de factores para la localización de la planta.	94
Cuadro 3.5. Coordenadas del terreno.....	95
Cuadro 3.6. Punto de entrega y recepción del Gas Natural.	99
Cuadro 3.7. Desglose del Capital Fijo.	106
Cuadro 3.8. Egresos por año (incluye IGV).	107
Cuadro 3.9. VAN, TIR y Pay Back.	110
Cuadro 3.10. Ingresos al Estado peruano por año durante la ejecución del proyecto.	112

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Introducción

El gas natural producido en el Perú, así como sus reservas disponibles deben de tener como primer destino el desarrollo del mercado interno y la petroquímica para el provecho directo de los peruanos. Lo primero, resolvería problemas de disponibilidad de energía rentable y menos contaminante comparado con otras fuentes de energía desplazando gradualmente la importación de GLP y crudo de petróleo; mientras que la industria petroquímica traería valor agregado al gas natural con el consiguiente beneficio laboral, económico para el país, entre otros, como ocurre en países donde existe una industria desarrollada. En ambos casos, existiría una motivación para la exploración y explotación de yacimientos gasíferos en el país, trayendo consigo inversiones de capital, generación de empleos, creación de nueva infraestructura e ingresos a través de regalías e impuesto. Sin embargo, la coyuntura nacional de los últimos 10 años es la siguiente:

- El desarrollo de un Polo Petroquímico en zonas aprobadas y declaradas por el Estado peruano en el sur, Ilo (Moquegua) y Turpay (Arequipa), para el desarrollo de la industria, es muy dependiente de la construcción y operación del Sistema Integrado de Transporte de Gas (ex gasoducto sur peruano), el cual a la fecha el gobierno peruano aún no adjudicó un nuevo Concesionario para la ejecución de esta mega infraestructura luego de su suspensión en el 2017 por incumplimientos al contrato.
- Debido a la no existencia de gasoductos para el transporte de energía hacia el sur y norte del país, el gas debe ser licuado en Lima (PERU LNG) y transportado en cisternas criogénicas hacia las plantas de regasificación de GNL existentes, representando un costo extra que deben pagar los usuarios para hacer uso del gas natural; este valor final puede alcanzar un valor de 8

US\$/MMBTU comparado con los 4 US\$/MMBTU que llegan a pagar los usuarios en Lima [39].

- De igual manera, la falta de redes de distribución de gas natural, como sucede en el departamento de Ayacucho, que, pese a la construcción y puesta en servicio a finales del 2016 de una derivación desde el Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural (STD-GN) de Camisea-Lurin a dicho Departamento, a la fecha no llega gas natural a esta región andina porque no se han implementado redes de distribución locales.

En resumen, varios proyectos relacionados con un posible desarrollo de la petroquímica y distribución interna de gas natural en el Perú no han logrado consolidarse para utilizar el gas de Camisea, dado que se requiere implementar una infraestructura intermedia para el transporte y suministro de esta materia prima.

Entonces surge la pregunta ¿Qué incentivo tienen las empresas para explorar o poner en producción el gas que han encontrado, sino hay un mercado al cual vender?.

Este es el caso de la Corporación Nacional de Petróleo de China – CNPC – que compró a Petrobras el Lote 58 con reservas estimadas en 4 TCF [5] más un buen potencial por desarrollar. Una manera de poner en valor estas reservas es en el mercado interno (para lo cual tendría que vender gas igual o más barato que el precio acordado contractualmente con el Consorcio Camisea, y en algún proyecto de transformación que implique valor agregado), o en la exportación en forma de electricidad, o en forma de gas natural licuado.

Por otro lado, el desarrollo de tecnología para energías renovables avanza rápido, sus costos disminuyen y las políticas de cero emisiones toman cuerpo en el mundo. Por ello a mediano plazo habría que considerar el probable éxito que tengan las políticas de control de emisiones para luchas por el cambio climático, políticas que podrían implicar dejar una parte importante del gas en el subsuelo, lo que implicaría desmotivar las inversiones en el sector, y por lo tanto reducir ingresos por regalías por la explotación de los yacimientos gasíferos.

Es así que, la presente investigación tiene como propósito estudiar la viabilidad de exportar gas natural desde el Perú, como una opción para mantener ingresos por regalías hacia el Estado peruano, haciendo uso de reservas gasíferas no comprometidas con la masificación del gas natural a nivel país.

En ese contexto, el comercio de Gas Natural Licuado (GNL) representa cerca del 32% de la demanda mundial de Gas Natural, así se constituyó en el año 2016, donde este

último representó aproximadamente la cuarta parte en la demanda de la energía global [1], puesto que, los países en desarrollo y desarrollados requieren cada vez más energía, y sobre todo energía barata y poco contaminante, siendo así una opción el GNL (LNG, por sus siglas en inglés). Asimismo, el GNL es una alternativa a los gasoductos tradicionales, que ha traído consigo la expansión del mercado de Gas Natural.

Asimismo, en el mundo existen tres importantes mercados regionales de GNL: Asia (principalmente Japón y Corea del Sur), Europa y Estados Unidos. En el año 2016, las necesidades de importación de gas natural en Asia Pacifico fueron cubiertas principalmente por GNL (79%), mientras que Europa y Estados Unidos fueron abastecidos en mayor medida por el transporte vía gasoductos (88% y 97%, respectivamente): gasoductos entre Rusia y Europa, y los gasoductos entre Canadá y Estados Unidos, según British Petroleum [1].

En el 2016, la demanda mundial de GNL alcanzó los 258 millones de toneladas de acuerdo al informe anual de International Gas Union – IGU, 2017. Dicha demanda representó un incremento de 5.4% respecto al 2015, en el cual se importaron 244.8 MTPA de GNL [2]. A su vez, el comercio de GNL está cambiando para satisfacer las necesidades de los compradores, incluyendo contratos a más corto plazo y de menor volumen con mayores grados de flexibilidad [9].

Es por ello que, la demanda proveniente del mercado asiático persistirá debido al cambio en su matriz energética, donde actualmente operan con plantas nucleares en Japón y Corea del Sur, mientras que la India continuará siendo un destino de atracción para los vendedores de GNL con el desarrollo de infraestructura y compradores independientes ingresando al mercado.

La demanda en América del Sur se mantendrá volátil mientras que Europa ofrecerá un mercado como último recurso, aunque con gran competencia entre los gasoductos de Rusia y Noruega. Por otro lado, según el LNG Outlook 2017 – Shell, el consumo de Gas Natural aumentará un 2% anual entre 2015 y 2030, y la demanda de GNL para el mismo periodo aumentará a una tasa del 4% al 7% [8].

1.1.1. Comercio internacional de gas natural

En el período 2006-2016 se presentó un aumento en la producción mundial de gas natural. De producirse 100.7 TCF en el 2006, pasó a producirse 125 TCF para el año 2016. Este último representó un aumento de 0.6% frente a la producción del año 2015.

Asimismo, para el mismo período la demanda de gas natural aumentó de 101.6 TCF a 125.4 TCF. Del mismo modo que la producción, la demanda de gas natural para el 2016 representó un aumento de 1.8% frente a la demanda del 2015 [1]. Actualmente EE.UU. es el mayor productor y consumidor de gas natural. La Figura 1.1 presenta el consumo y producción de GN a nivel mundial, durante el periodo 2006 – 2016.

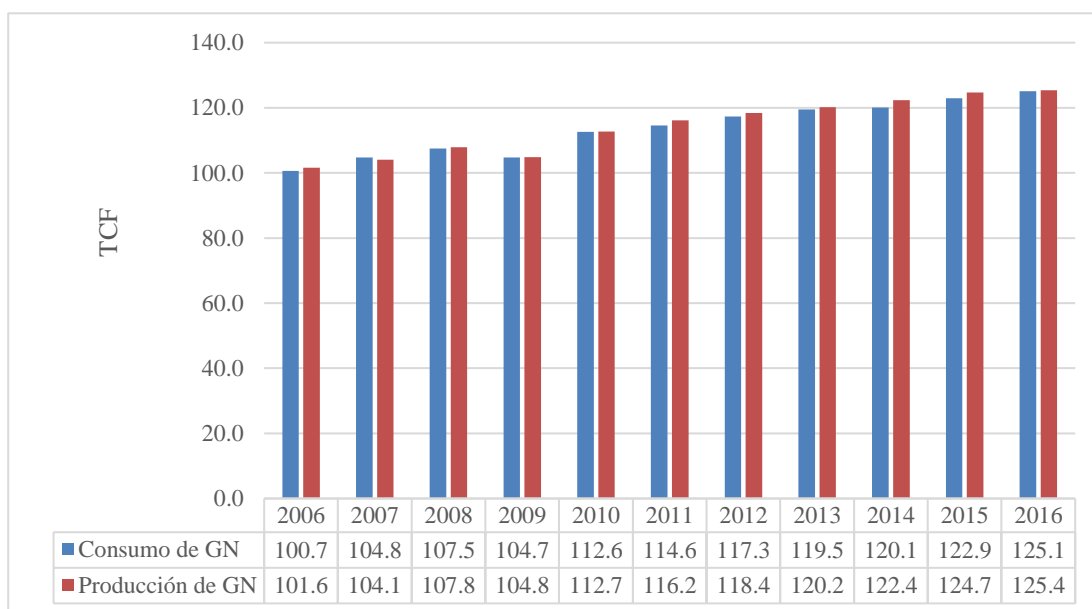


Figura 1.1. Producción y Consumo de Gas Natural por año a nivel global.

[Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017]

Cabe mencionar que Europa, región con muy pocos países productores, viene enfrentando en los últimos años un panorama de incertidumbre en lo que respecta a su suministro de gas natural como consecuencia de las tensiones geopolíticas entre Rusia y Ucrania, dado que un 80% del gas ruso hacia Europa pasa por dicho país [7].

En la figura 1.2 se observa que existen regiones en las cuales la producción es inferior al consumo de gas natural, recurriendo así a la importación de energía. Un claro ejemplo de ello es la región Asia Pacífico que en el 2016 produjo 20.5 TCF, para un consumo de 25.5 TCF de gas natural. Dicho déficit de producción fue subsanado con la importación de 8.5 TCF de gas natural en forma de GNL y 2.3 TCF a través de gasoductos. Por otro lado, Asia pacífico exportó 4.6 TCF de gas natural en forma de GNL y 1.1 TCF a través de gasoductos. Véase cuadro 1.1.

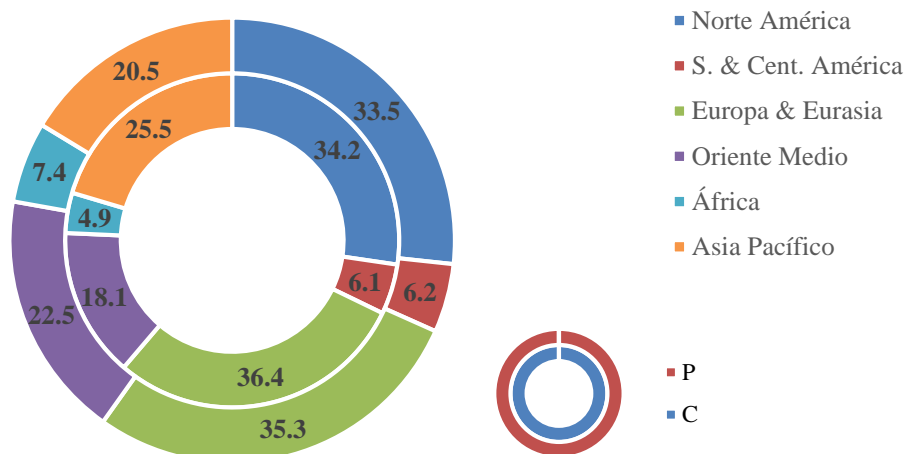


Figura 1.2. Producción (P) y Consumo (C) de Gas Natural por región en TCF – 2016.

[Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017 – Elaboración propia]

El cuadro 1.1 muestra el flujo global de gas natural por gasoductos en el 2016. Asimismo, se observa la enorme dependencia de Europa al importar gas natural de Rusia y Noruega a través de gasoductos, es por ello que Europa con el fin de evitar dicha dependencia de abastecimiento, ha empezado a tener en cuenta el suministro de gas natural a través de GNL, aunque la infraestructura actual es una fuerte competencia para el mercado de Gas Natural Licuado. El Gas Natural Licuado es abastecido vía marítima (barcos metaneros) cuando de exportar se trata, y puede ser a través de gasoductos virtuales (cisternas criogénicas) para abastecer el mercado interno de un país.

Cuadro 1.1. Comercio (TCF) global de gas natural por gasoductos – 2016.

EXPORTADOR	EE.UU	Canadá	México	Bolivia	Otros S. y C. América	Holanda	Noruega	Reino Unido	Otros Europa	Azerbaiyán	Kazajistán	Rusia	Turkmenistán	Uzbekistán	Irán	Qatar	Algeria	Libia	Otros África	Indonesia	Myanmar	Otros Asia Pacífico	Total Importado
Alemania	-	-	-	-	-	0.81	1.05	-	0.02	-	-	1.62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.50
Bélgica	-	-	-	-	-	0.38	0.01	0.20	-	-	-	0.19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.79
Canadá	0.77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.77
China	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	-	1.04	0.15	-	-	-	-	-	-	0.14	-	1.34
EE.UU.	-	2.91	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.91
Holanda	-	-	-	-	-	-	0.66	0.06	0.11	-	-	0.52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.34
Italia	-	-	-	-	-	0.32	0.21	-	-	-	-	0.80	-	-	-	-	0.61	0.16	-	-	-	-	2.10
México	1.36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.36
Reino Unido	-	-	-	-	-	0.14	1.01	-	0.05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.20
Argentina	-	-	-	0.20	0.01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.22
Brasil	-	-	-	0.37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.37
Otros	-	-	-	-	0.01	0.18	0.94	0.10	1.07	0.31	0.57	3.60	0.28	0.25	0.30	0.71	0.70	-	0.14	0.31	0.31	0.35	10.13
Total exportado	2.13	2.91	+	0.57	0.02	1.85	3.87	0.36	1.25	0.31	0.58	6.74	1.31	0.40	0.30	0.71	1.31	0.16	0.14	0.31	0.45	0.35	26.03

+: menor a 0.0018 TCF

[Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017]

1.1.2. Demanda de gas natural a nivel país

La producción de gas natural en el Perú ha ido en alza desde el 2006 con una producción de 63.6 BCF, a una producción de 494.3 BCF en el 2016 [1]. Hasta el año 2009, la producción de gas natural era directamente para consumo interno, pero la puesta en marcha del Proyecto PERU LNG (2010) originó un excedente en la producción con el fin de exportar gas natural en forma de gas natural licuado. Véase Figura 1.3.

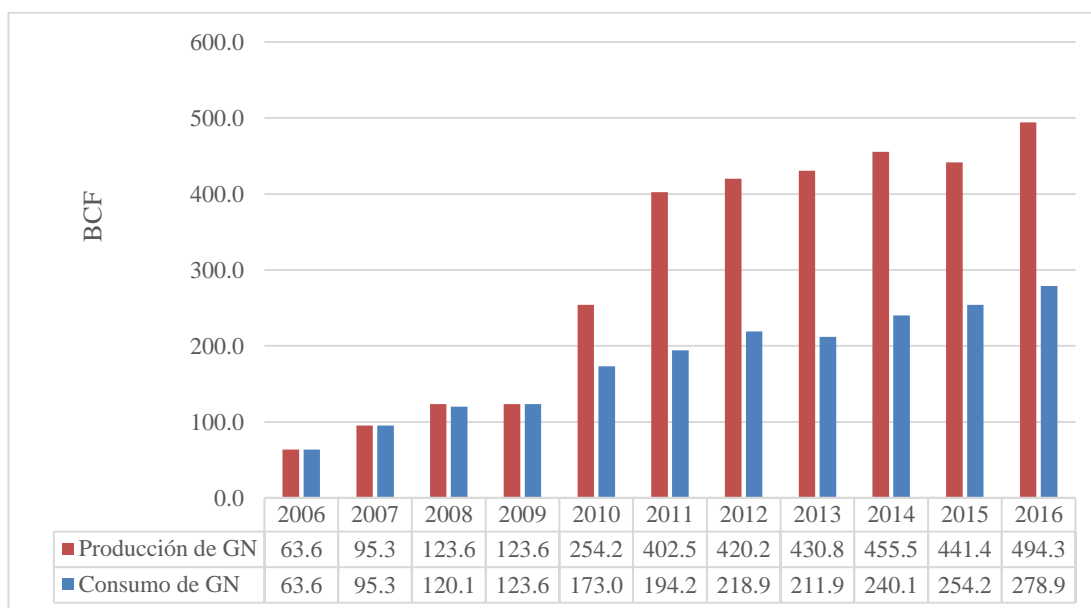


Figura 1.3. Producción y consumo de gas natural – Perú.

[Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017]

El cuadro 1.2 muestra la producción fiscalizada de gas natural por lote, en el cual se observa que los lotes 88 y 56 suministran cerca del 86 % de gas natural. Vale mencionar que la producción de gas natural del Lote 56, está destinado para exportación. Asimismo, la producción del Lote 58, con 2.08 TCF de reservas probadas [5], será destinada para el suministro de plantas petroquímicas y exportación de gas natural. En los últimos años, la producción del Lote 57 se ha destinado para exportación de gas natural. Por otro lado, la totalidad de producción del Lote 88 es destinada para el mercado interno.

Cuadro 1.2. Producción Fiscalizada 2016 de gas natural por Lote – Perú.

COMPañIA	LOTE	MMPC
GMP	I	3,028.25
PET. MONTERRICO	II	856.30
SAPET	VI/VII	1,156.75
CNPC	X	5,344.56
OLYMPIC	XIII	3,749.54
SAVIA	Z-2B	2,804.35
PLUSPETROL CORP.	88	258,388.00
	56	164,977.99
REPSOL	57	49,525.63
AGUAYTIA	31C	4,599.58
TOTAL PAÍS (MMPC)		494,430.93
PROMEDIO (MMPCD)		1,350.13

[Fuente: Ministerio de Energía y Minas]

En resumen, la puesta en marcha del Proyecto Camisea, la promulgación de un marco regulatorio promotor de la industria de gas natural, y descubrimientos de nuevos yacimientos, han posicionado al Perú como un país con gran futuro en el subsector de gas natural. El cuadro 1.3 presenta las reservas probadas de gas al 31 de diciembre del 2016, las cuales aumentaron en 2,005 BCF (+14%) en comparación a las reservas del 2015. Las principales variaciones se deben a [5]:

- Producción del año 2016 (494.4 BCF de gas).
- Re-categorización de reservas posible a probadas, debido a la implementación del Plan de Desarrollo del campo Sagari – Lote 57.
- Re-categorización a reservas probadas en el Lote 58, debido a la declaración de comercialidad del Lote.
- Reestimación de volúmenes en base al ajuste en el modelo de simulación del campo Pagoreni – Lote 56.
- Reestimación de volúmenes en base al ajuste en el modelo de simulación del campo Cashiriari – Lote 88.

Cuadro 1.3. Reservas y Recursos de Gas Natural.

Año	Reservas y Recursos de Gas Natural - BCF				
	Probadas	Probables	Posibles	Contingentes	Prospectivos
2015	14,086	3,825	1,971	6,247	60,248
2016	16,091	1,857	1654	5117	42,201
Variación	2,005	-1,968	-317	-1,130	-18,047
% Variación	14%	-51%	-16%	-18%	-30%

[Fuente: Ministerio de Energía y Minas]

El proyecto PERU LNG, desde junio del 2010 hasta finales de diciembre del año 2017 ha consumido 1.5 TCF de las reservas destinadas para dicho proyecto; vale aclarar que consumirá 4.07 TCF repartidos a lo largo del contrato (18 años) a razón de 620 MMSCFD.

Si a la suma de las reservas probadas de los lotes 56 y 57, 3.76 TCF, destinados a la exportación de gas natural, le restamos los 2.57 TCF que aún falta por consumir el proyecto PERU LNG, obtendríamos una diferencia de 1.19 TCF que carecería de demanda (gas natural no contratado), sin contar las reservas probables, posibles y las reservas del Lote 58. Véase cuadro 1.4.

Cuadro 1.4. Reservas de gas natural para exportación, BCF – 2016.

Lote	Reservas			
	Probadas		Probables (P2)	Posibles (P3)
	Desarrolladas	No desarrolladas		
56	1,304.4	806.1	733.3	178.3
57	619.7	1,030.8	207.2	0.0
Total	3,761.0		940.5	178.3
Exportación de GN comprometido	2,570.0		-	-
Total no contratada	1,191.0		940.5	178.3

[Fuente: Ministerio de Energía y Minas – Elaboración propia]

Con base a lo analizado en los subcapítulos anteriores, se infiere que, con los cambios en la matriz energética de varios países, y con el objetivo de realizar sus actividades para la producción de energía con un bajo costo de suministro de materia prima, como lo es el gas natural, será insuficiente cubrir la futura demanda de GNL con la capacidad actual de licuefacción de gas natural.

1.2. Formulación del problema

¿Es posible utilizar las reservas de gas natural no contratada en el mercado interno para licuar dicho gas natural y exportarlo con el fin de obtener ingresos para el Estado peruano?

1.3. Objetivos de la investigación.

1.3.1. Objetivo General

Evaluar la instalación de una Planta de Licuefacción de Gas Natural en la costa central de Perú para exportación.

1.3.2. Objetivo Específicos

- Evaluar el mercado internacional de Gas Natural Licuado: demanda, oferta y precios.
- Evaluar la disponibilidad de gas natural como oferta no usada en el mercado interno.
- Evaluar el dimensionamiento, localización y transporte de gas natural por ducto para la planta de GNL.
- Evaluar los licenciantes de tecnología para la licuefacción de gas natural.
- Evaluar la viabilidad económica del Proyecto de Investigación.
- Evaluar por medio de las regalías obtenidas a partir de la exportación del GNL, si ha sido o no beneficioso para el país, la ejecución de proyectos similares.
- Determinar los factores que influyen en la ejecución del Proyecto de Investigación, así como el marco legal nacional.
- Evaluar los aspectos ambientales en una planta de GNL en su etapa de operación.

1.4. Justificación de la investigación

- El Proyecto de Investigación se justifica en la creciente demanda global de Gas Natural, que entre el periodo 2006 – 2016 se incrementó en 24.4 TCF, la incertidumbre sobre la generación de energía nuclear en el noroeste de Asia, las reformas en la matriz energética global y las preocupaciones sobre la contaminación atmosférica.
- Las reservas nacionales de gas natural recuperables han sido estimadas en 16.1 TCF, de los cuales 2.08 TCF son reservas probadas pero no desarrolladas de gas natural en el lote 58 anunciadas en octubre de 2016 [5]. Con este descubrimiento se tiene un incremento de +14% en las reservas nacionales de gas natural, garantizando el suministro de materia prima.

- El proyecto de investigación proporcionaría al Perú la inversión de capital, la generación de empleos, la creación de infraestructura, la generación de ingresos a través de regalías e impuestos, y un balance positivo de divisas proveniente de la exportación de energía, asimismo, tendrá un impacto económico y un suministro confiable y constante de una fuente estable de gas natural, siendo un combustible limpio que apoyará a la expansión de proyectos industriales y comerciales en la zona a construir.
- También habrá un nuevo flujo de oportunidades de empleo e inversiones extranjeras durante la construcción y operación de las instalaciones y será un incentivo para que otras inversiones extranjeras exploren y desarrollen reservas adicionales de gas natural en el Perú.

1.5. Hipótesis

La implementación de una planta de licuefacción de gas natural para exportación que utilice las reservas de gas natural no contratada en el mercado interno incrementará los ingresos del Estado peruano.

1.6. Identificación de variables

Variable dependiente: Evaluación de una planta de licuefacción de GN en el Perú para exportación.

Variable independiente: Evaluación comercial, técnica, económica y ambiental.

1.7. Operacionalización de variables

Implementación de una planta de licuefacción de GN para exportación:

- Comercio, diseño, rentabilidad económica y aspectos ambientales.

Evaluación comercial, técnica, económica y ambiental:

- Mercados objetivos.
- Oferta, demanda y precios internacionales del gas natural.
- Disponibilidad de gas natural en el Perú
- Dimensionamiento, localización y transporte de gas natural por ductos de la Planta de Licuefacción.
- Rentabilidad económica.
- Emisión de CO₂ en una planta de GNL en su etapa de operación.

1.8. Matriz de consistencia

	DESCRIPCIÓN
Título	Evaluación de una planta de licuefacción de gas natural en el Perú para exportación.
Problema general	¿Es posible utilizar las reservas de gas natural no contratada en el mercado interno para licuar dicho gas natural y exportarlo con el fin de obtener ingresos para el Estado peruano?
Objetivo general	Evaluar la instalación de una Planta de Licuefacción de Gas Natural en la costa central de Perú para exportación.
Objetivos específicos	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar el mercado internacional de Gas Natural Licuado: demanda, oferta y precios. • Evaluar la disponibilidad de gas natural como oferta no usada en el mercado interno. • Evaluar el dimensionamiento, localización y transporte de gas natural por ducto para la planta de GNL. • Evaluar los licenciantes de tecnología para la licuefacción de gas natural. • Evaluar la viabilidad económica del Proyecto de Investigación. • Evaluar por medio de las regalías obtenidas a partir de la exportación del GNL, si ha sido o no beneficioso para el país, la ejecución de proyectos similares. • Determinar los factores que influyen en la ejecución del Proyecto de Investigación, así como el marco legal nacional. • Evaluar los aspectos ambientales en una planta de GNL en su etapa de operación.
Hipótesis general	La implementación de una planta de licuefacción de gas natural para exportación que utilice las reservas de gas natural no contratada en el mercado interno incrementará los ingresos del Estado peruano.
Variables dependientes e independientes de la hipótesis	<p>Variable dependiente: Evaluación de una planta de licuefacción de gas natural en el Perú para exportación.</p> <p>Variable independiente: Evaluación comercial, técnica, económica y ambiental.</p>

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

2.1.1 Gas Natural Licuado para Exportación en Perú

Actualmente en el Perú se encuentra la primera planta de licuefacción de gas natural de Sudamérica, PERU LNG, la cual dio inicio a sus operaciones el 10 de junio de 2010 con una capacidad de procesamiento actual de gas natural de 620 MMSCFD para una producción anual de 4.45 MTPA de GNL. PERU LNG está compuesta por un gasoducto de 34” de diámetro y 408 km de extensión, una planta de procesamiento de gas natural licuado y un terminal marítimo.

El gasoducto de PERU LNG se inicia en Ayacucho (en la comunidad de Chiquintirca en la provincia de La Mar, distrito de Anco) y continúa hasta la costa peruana, aproximadamente en el kilómetro 163 de la Panamericana Sur donde se ubica la planta de GNL. Las operaciones de la planta y el gasoducto están a cargo de Hunt LNG Operating Company [15].

Por otro lado, la planta de procesamiento de gas natural ocupa 50 hectáreas de un área total del terreno de 521 hectáreas [15]. En la planta de licuefacción se desarrolla el siguiente proceso: 1) se reduce la presión de entrada del gas natural. 2) se remueven las impurezas del gas natural en el tren de proceso. 3) el gas ingresa al intercambiador criogénico y su temperatura desciende a $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$, convirtiéndolo al estado líquido. 4) el gas natural licuado obtenido es almacenado en tanques aislados hasta su despacho en buques metaneros. El proyecto PERU LNG contempló la construcción de dos tanques de almacenamiento, cada uno posee una capacidad de almacenamiento de $130,000\text{ m}^3$. Asimismo, se consideró la tecnología de licuefacción Air Products and Chemicals, Inc. (APC), que emplea Propano Pre-enfriado/Refrigerante Mixto (C3-MR) [28].

Finalmente, las instalaciones marítimas comprenden un puente de caballetes de 1.3 kilómetros, un muelle de carga de GNL, un canal de navegación para el ingreso y

salida de los buques metaneros y un rompeolas para el acoderamiento seguro de los buques. La producción de GNL es embarcada en buques de 90,000 a 170,000 m³. Hasta la fecha, PERU LNG ha desarrollado más de 430 embarques de GNL, siendo su primer embarque el 22 de junio de 2010 con destino a México, desde entonces se ha destinado a varios países como España, Corea del Sur, Argentina, Taiwán, Francia, entre otros [16].

El costo total de construcción del Proyecto PERU LNG ascendió a US\$ 3,832.6 millones [17] y fue financiado a través de la emisión de bonos corporativos, organismos multilaterales y recursos propios de los accionistas.

PERU LNG contempla un paquete de garantías y seguridades, delineados en diferentes contratos, siendo principalmente los siguientes [17]:

Investment Agreement / Contrato de Inversión:

Contrato suscrito el 12 de enero del 2006 entre PERU LNG (PLNG) y el Estado peruano. En virtud de las disposiciones contenidas en la Ley de Promoción de Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas Natural y su reglamento, el Estado peruano celebró con PLNG un Convenio de Inversión por 40 años con rango de Contrato Ley que prohíbe al Gobierno peruano modificar o enmendar los términos del mismo de manera unilateral. En dicho convenio PLNG se compromete a instalar, operar y mantener una planta de licuefacción de gas natural, incluyendo un gasoducto, y poseer y exportar los productos de LNG; además, el convenio otorga a los shareholders ciertas garantías de estabilidad tributaria, la libre disposición de las divisas generadas por las exportaciones a lo largo de la vigencia del convenio, entre otros. El referido convenio fue modificado en el 2010 para incluir parte del mismo el Acuerdo para el Incremento y Uso de Capacidad de Transporte del Ducto Principal suscrito entre PLNG y TGP.

LNG Sale and Purchase Agreement (SPA) / Contrato de Compraventa de GNL:

Suscrito el 29 de julio de 2005 inicialmente entre Repsol Comercializadora de Gas S.A. (Repsol CG) y PLNG, y posteriormente por Shell International Trading Middle East Limited (SITME), mediante el cual este último se obliga a adquirir bajo la modalidad take or pay 4.2 MMTPA de LNG a ser producido en la planta hasta el 2023, con posibilidad de extender tres años adicionales. Es necesario precisar que el 1 de abril de 2011, PLNG suscribió una adenda y el precio de compra de gas natural se indexaban al mismo mercado según el destino al cual sea enviado el LNG. No obstante, la tendencia a la baja de los precios de los marcadores de gas natural (principalmente

Henry Hub) observado a lo largo de los últimos años, presiona los márgenes de la Compañía por lo que actualmente el SPA se encuentra en negociaciones para ser nuevamente modificado.

Block 56 Gas Supply Agreement (Block 56 GSA) / Contrato de suministro de gas del Lote 56:

PLNG, suscribió un contrato de suministro con las empresas titulares del Lote 56 mediante el cual se le proveería el gas natural de dicho lote bajo la modalidad de take or pay por una cantidad anual de 620 mmscfd, sujeto a reajuste. El contrato regula entre otros aspectos, los precios, puntos de entrega, eventos de fuerza mayor y un mecanismo para la solución de conflictos sujeto a las reglas de arbitraje de la Cámara Internacional de Comercio (ICC). El contrato es por un plazo de 18 años. El 6 de agosto de 2014, el contrato Block 56 GSA fue modificado y reformulado con el propósito de incorporar el suministro de gas adquirido por los titulares del Lote 57 a las obligaciones de entrega firme de los titulares del Lote 56 frente a PLNG.

Block 88 Gas Supply Agreement (Block 88 GSA) / Contrato de suministro de gas del Lote 88:

Es un contrato de suministro de gas natural proveniente del Lote 88 suscrito entre PLNG y las empresas titulares de dicho lote. El contrato Block 88 GSA pone a la venta bajo la modalidad take or pay una cantidad adicional de gas natural al acordado bajo el Block 56 GSA, a efectos de asegurar el suministro de gas de la planta de LNG. La cantidad contractual anual es de 620 mmscfd menos la cantidad establecida en el Block 56 GSA una vez que sea satisfecha la demanda local de gas de acuerdo a lo establecido en el Contrato de Licencia del Lote 88. El contrato Block 88 GSA fue modificado de forma tal que los volúmenes de gas natural entregados a PLNG sean únicamente utilizados o consumidos en el proceso de producción de la Planta.

PERU LNG en el escenario de precios bajos de GN:

Entre junio y setiembre de 2010, los ingresos de PERU LNG no cubrieron los costos de ventas, producto del desbalance (mismatch) originado entre el precio de venta de LNG y el precio de compra de gas natural, consecuencia del comportamiento coyuntural y disímil de los marcadores de gas a nivel internacional (Henry Hub – América del Norte, Japan Korea Market – Asia), los cuales fueron distanciando sus cotizaciones entre sí, rompiendo la correlación que usualmente habían presentado.

Para superar esta situación, el 20 de octubre de 2010 los socios de PERU LNG, suscribieron temporalmente con Repsol CG, el Short Term Agreement (Adenda al

Sales Purchases Agreement), el cual establecía que la venta de LNG a Repsol CG para embarques a un destino con marcador Henry Hub (HH) sería el precio original establecido en el SPA, pero si el destino es otro, el precio será de un margen fijo más el costo del gas, con lo cual se restituyó transitoriamente el equilibrio económico de la operación.

Con fecha 01 de abril de 2011, PERU NG suscribió una adenda definitiva al contrato Sales Puurchases Agreement, estableciéndose un mecanismo de precios para el caso en que los despachos de LNG se destinen a mercados que no tengan como marcador HH, con lo cual se restituyó contractualmente el equilibrio financiero de la operación. Asimismo, se incorporaron modificaciones menores al contrato, tales como la modificación de las condiciones de envío, volúmenes mínimos de carga a puerto manzanillo garantizados, entre otros.

El marcador Henry Hub se ve influenciado principalmente por los fundamentos de oferta y demanda del mercado americano. Hasta el 2007, el HH estuvo directamente correlacionado con los precios globales debido al déficit de producción del mercado doméstico. Sin embargo, con la creciente producción del Shale Gas, EE.UU. ha ingresado al mercado del gas como una opción de menor precio. Este cambio estructural influyó en la caída drástica del HH, a precios muy por debajo de los estimados cuando se inició la ejecución del proyecto de PERU LNG (3.0 en setiembre del 2017 comparado con los 7.2 en abril del 2006, US\$/MMBtu).

Dada la reducción de precios en el mercado HH, el offtaker (SITME) optó por recortar los envíos de producción a niveles por debajo de lo estipulado en el contrato con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, e incrementó la exportación a mercados regidos por marcadores distintos como es el caso del NBP y JKM, los cuales a pesar de haber sufrido fuertes reducciones en sus cotizaciones, brindan la posibilidad de obtener un mayor margen, que el obtenido con la producción destinada a CFE. En estos dos últimos marcadores, se puede apreciar cierta recuperación en la cotización promedio de Japan Korea Marker (JKM) y del National Balancing Point (NBP) desde finales de 2016. En tal sentido, la cotización promedio de JKM entre enero y setiembre de 2017 alcanzó US\$ 8.09 por millón de BTU y el NBP US\$ 5.45 por millón de BTU (6.82 US\$/MMBTU y 4.44 US\$/MMBTU, respectivamente, en similar periodo del ejercicio previo).

El JKM continuó registrando precios atractivos en el 2016 (US\$5.73/MMBtu) y durante los últimos 12 meses a setiembre 2017 (US\$6.62/MMBtu). Es así que se

incrementó la participación de envíos de PLNG a mercados JKM de 5% en el 2015, a 19% y 15% en el 2016 y a setiembre 2017, respectivamente.

Por ello, el principal riesgo de PLNG es la exposición del flujo de caja a la volatilidad de los marcadores del GN a los que se destine finalmente el LNG, tal es así que a setiembre 2017 se destinó 12% al mercado americano (HH), 68% a Europa (NBP) y 15% a Asia (JKM). Hay que precisar que SITME mantiene un contrato de venta de LNG con la CFE hasta setiembre de 2022 [17] a través del cual se obliga a enviar al menos el 66% de la producción de LNG hasta Puerto Manzanillo en México, que cotiza con el marcador HH.

Cabe señalar que según PLNG y ante la recuperación de los precios internacionales, espera registrar al cierre del 2018 un 67.3% de ventas destinadas a Manzanillo (22.9% a Europa y 9.8% a Asia) [18].

El Proyecto de PERU LNG genera ingresos al Estado peruano por los conceptos de regalías e impuesto a la renta, registrándose para los dos últimos años (2016 – 2017) un total de US\$ 153 millones [16] y US\$ 15 millones respectivamente [38]. Por otro lado, las regalías obtenidas por el consumo interno de gas natural proveniente solamente del Lote 88, ascendió hasta los US\$ 365 millones para el mismo periodo [16]. Es necesario precisar que las regalías unitarias por la exportación de gas natural y para el consumo doméstico (Lote 88) registraron en promedio 1.12 US\$/MMBTU y 0.92 US\$/MMBTU respectivamente para finales de 2017 [16]. A inicios del 2016, se obtenía 0.081 US\$/MMBTU por concepto de regalías, esto debido a que el gas era exportado a Puerto Manzanillo y el gas se vendía a 2.347 US\$/MMBTU bajo el marcador Henry Hub. La última exportación del año 2017 realizada hacia México, dio como regalía unitaria 0.114 US\$/MMBTU y el gas se vendió a 2.919 US\$/MMBTU (valor promedio en setiembre). Por otro lado, de la exportación con destino a Asia se obtuvo 0.153 US\$/MMBTU de regalía unitaria a inicios del 2016 y el precio spot del gas natural era de 4.525 US\$/MMBTU bajo el marcador LNG JKM. La última exportación del año 2017 realizada hacia Japón, dio como regalía unitaria 1.2202 US\$/MMBTU y el gas se vendió a 11.0611 US\$/MMBTU (diciembre), con 3.211 US\$/MMBTU de valor en boca de pozo [16]. A diferencia del impuesto a la renta, las regalías al Estado peruano no son emitidas por el proyecto PERU LNG, pero si lo hace el concesionario que suministra gas natural a la planta de GNL.

La figura 2.1 presenta las regalías obtenidas para el Estado peruano por la exportación de gas natural. Se aprecia que existe valores no constantes de ingresos por regalías

debido a que este se encuentra vinculado a los precios internacionales de gas natural. Un descenso en los precios, conlleva a un menor ingreso por regalías. Asimismo, los ingresos al Estado peruano por el concepto de impuesto a la renta, dependen de las ganancias que obtiene PERU LNG por la venta de gas natural licuefactado. Un valor negativo en el impuesto a la renta genera un ingreso de cero.

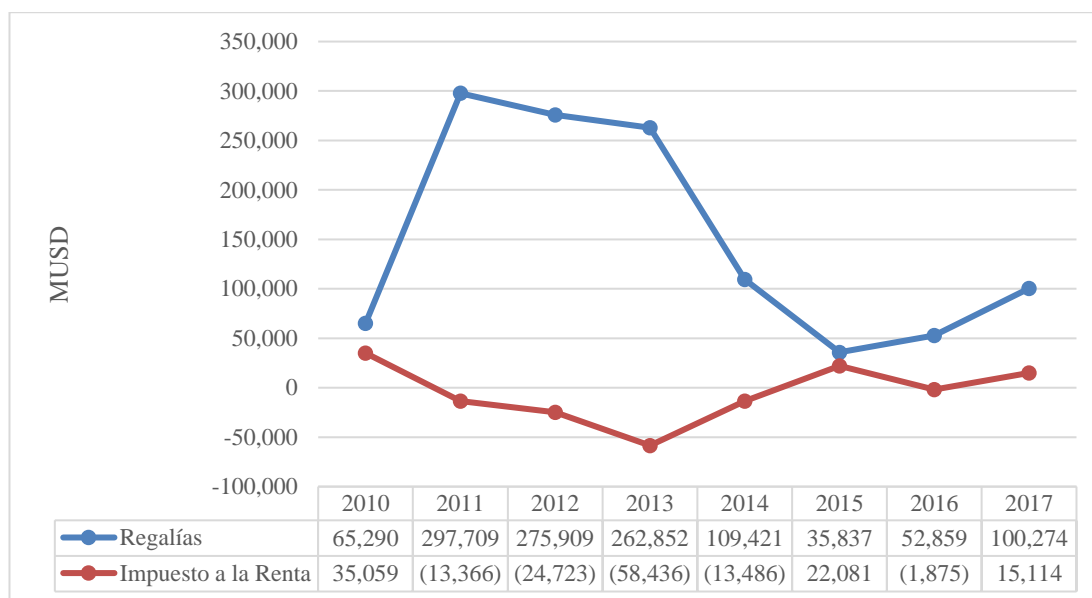


Figura 2.1. Ingresos al Estado peruano por la exportación de gas natural, en miles de dólares.

[Fuente: PERUPETRO – PERU LNG]

Durante el periodo 2010- 2017, el Estado peruano obtuvo un total de 2,578 MMUS\$ de ingresos por regalías gasíferas. El cuadro 2.1 presenta las regalías unitarias obtenidas por la exportación de gas natural al continente asiático. Estos valores cumplen con lo señalado en el contrato de explotación del Lote 56.

Cuadro 2.1. Embarques de gas natural exportado 2017: Perú – Asia.

Fecha del Embarque	Destino	Cantidad Embarcada		Contenido Calórico	MPC	Marcador	Valor Marcador	Valor Referencia	Precio Utilizar	Regalía Unitaria
		M ³	TM	MMBtu						
30/12/2017	-, Japon	170,316.36	76,692.43	3,951,631.00	3,702,225	LNG JKM	11.0611	9.4127	3.211	1.2202
20/12/2017	-, Corea del Sur	144,023.61	64,832.81	3,340,119.00	3,129,308	LNG JKM	11.0611	9.4127	3.211	1.2202
10/12/2017	-, Japon	167,457.14	75,387.03	3,882,940.00	3,640,754	LNG JKM	10.1636	9.1065	3.022	1.1484
27/11/2017	Tianjin, China	161,912.42	72,889.25	3,755,200.00	3,522,925	LNG JKM	9.7705	8.1996	2.462	0.9356
26/09/2017	Joetsu, Japon	157,011.73	71,037.92	3,654,246.00	3,416,897	LNG JKM	7.925	6.6151	1.484	0.5639
31/08/2017	Boryeong, Corea del Sur	143,966.81	64,800.76	3,338,376.00	3,130,295	LNG JKM	6.1542	5.8124	0.988	0.3754
12/06/2017	Escobar, Argentina	92,161.20	41,519.54	2,139,245.00	2,003,050	LNG JKM	5.4364	4.8185	0.61	0.223
25/04/2017	Yung An, Taiwan	143,409.66	64,625.12	3,328,961.00	3,118,706	LNG JKM	5.64	5.4043	0.742	0.282
23/03/2017	Sakai, Japon	170,822.41	76,873.21	3,959,837.00	3,709,040	LNG JKM	5.4542	5.0975	0.65	0.247
08/03/2017	Oita, Japon	135,786.96	61,170.94	3,150,780.00	2,949,121	LNG JKM	5.9364	5.5635	0.835	0.3173
28/02/2017	Gwangyang, Corea del Sur	143,394.26	64,556.38	3,325,597.00	3,114,966	LNG JKM	6.2528	5.9318	1.062	0.4036
13/02/2017	Pyeongtaek, Corea del Sur	170,320.96	76,714.44	3,954,452.00	3,702,812	LNG JKM	7.3614	7.0445	1.749	0.6646
30/12/2016	Senboku, Japon	143,771.35	64,796.89	3,337,649.00	3,122,615	LNG JKM	9.3375	8.2639	2.502	0.9508

[Fuente: PERUPETRO]

2.1.2 Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural (STD-GN) de Camisea a Lima

El gas natural (GN) extraído de los yacimientos es procesado en la Planta de Separación de Malvinas, donde se separan los líquidos de gas natural (LGN), el gas natural (GN) y el agua e impurezas son eliminados; el GN y los LGN son acondicionados y transportados hacia la costa, los LGN son transportados a través de un poliducto hasta la planta de fraccionamiento de Pisco donde se obtendrán productos de calidad comercial los cuales son despachados al mercado ya sea a través de camiones cisterna o buques. De otra parte, el GN es transportado por selva, sierra y costa hasta el Centro Operacional de Humay, la para distribución en la región Ica y el City Gate en Lurín, desde donde es distribuido a Lima y Callao.

La concesión del sistema de transporte de GN y LGN hacia la costa está a cargo de la empresa Transportadora de gas del Perú S.A. (TGP), quienes contratan a la Compañía Operadora de gas del Amazonas (COGA) y la empresa Techint S.A.C. para la operación de los sistemas de transporte y el mantenimiento respectivamente. El ducto que transporta GN, está constituido por un gasoducto de aproximadamente 730 km, que se inicia en la cuenca amazónica del río Malvinas, en el distrito de Echarate, provincia de la Convención, departamento de Cusco, atraviesa la Cordillera de los Andes y llega a las costas del Océano Pacífico, finalizando en el punto de entrega ubicado en Lurín. El gasoducto recorre aproximadamente 208 km con un diámetro de 32”, continuando a lo largo de 320 km con un diámetro de 24” y finalizando tras 211 km con un diámetro de 18”.

Para la realización del presente proyecto de investigación, es necesario conocer acerca de las ampliaciones de la Capacidad del Sistema de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate Lurín [22].

La primera ampliación consistió en la instalación de una Planta Compresora de 1,090 MMSCFD de capacidad en la localidad de Chiquintirca, distrito de Anco, provincia de La Mar, departamento de Ayacucho; la construcción de la Primera Etapa de un Loop de 24” de diámetro paralelo al ducto de 18” de diámetro (Loop Costa I); y la interconexión del STG-GN de Camisea al City Gate, operado por la empresa TGP, con el Ducto Principal la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita, operado por la empresa PERU LNG. Esta ampliación permitió incrementar la capacidad del Sistema de Transporte de TGP, desde 310 hasta 530 MMPCD.

Para la segunda ampliación, se incrementó la capacidad hasta 655 MMPCD (tramo Planta Compresora Chiquintirca – City Gate) y se consignó como capacidad actualizada del Sistema de Transporte de Gas Natural 1275 (Tramo PS1 – Planta Compresora Chiquintirca), justificado por la adecuación de algunos parámetros operativos. Cabe precisar, que la diferencia de 620 MMPCD es transportada por la empresa PERU LNG para la exportación en la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita.

Por último, la tercera ampliación comprende la instalación de una nueva Planta de Compresión en el kilómetro progresiva KP-127 en la localidad Kepashiato (Planta de Compresión Kámani); y la ampliación del Loop Costa del STD-GN de Camisea a Lima. La ampliación del Loop Costa consiste en la instalación de un ducto de 24” de diámetro, paralelo al ducto de 18” de diámetro del STG-GN inicial. El “Loop Costa II” tiene una interconexión con el “Loop Costa I” – cuyo inicio está en el KP-595 del STD-GN (donde hay una válvula de desviación) – en la estación Chilca, una válvula de bloqueo intermedia y termina en una trampa de recepción ubicada en el KP-730 (City Gate de Lurín – Lima); la cual a su vez se conecta al ducto de 18” de diámetro en el cabezal de ingreso a los filtros en este City Gate. Además, en diversos tramos del mencionado ducto se construyeron derivaciones para suministrar GN a las centrales termoeléctricas, cabe precisar que dicho suministro se realiza mediante los dos ductos (18” y 24”), para asegurar el aprovisionamiento. Por su parte, la Planta de Compresión – Kamani contempló la instalación de 4 turbo-compresores de 18,000 HP cada uno, permitiendo conjuntamente con el Loop Costa II el incremento de la capacidad del STD-GN de 1275 a 1540 MMPCD. Estas obras entraron en funcionamiento a fines de abril de 2016. Otra obra culminada a mediados de septiembre de 2016 fue la construcción y puesta en servicio de una derivación del ducto de gas natural a la ciudad de Ayacucho. El gasoducto de derivación a Ayacucho tiene su inicio en el kilómetro progresiva, KP-277+026 del STD-GN.

La figura 2.2 presenta el Sistema de Transporte de Gas Natural actualizado al 31 de octubre de 2017.

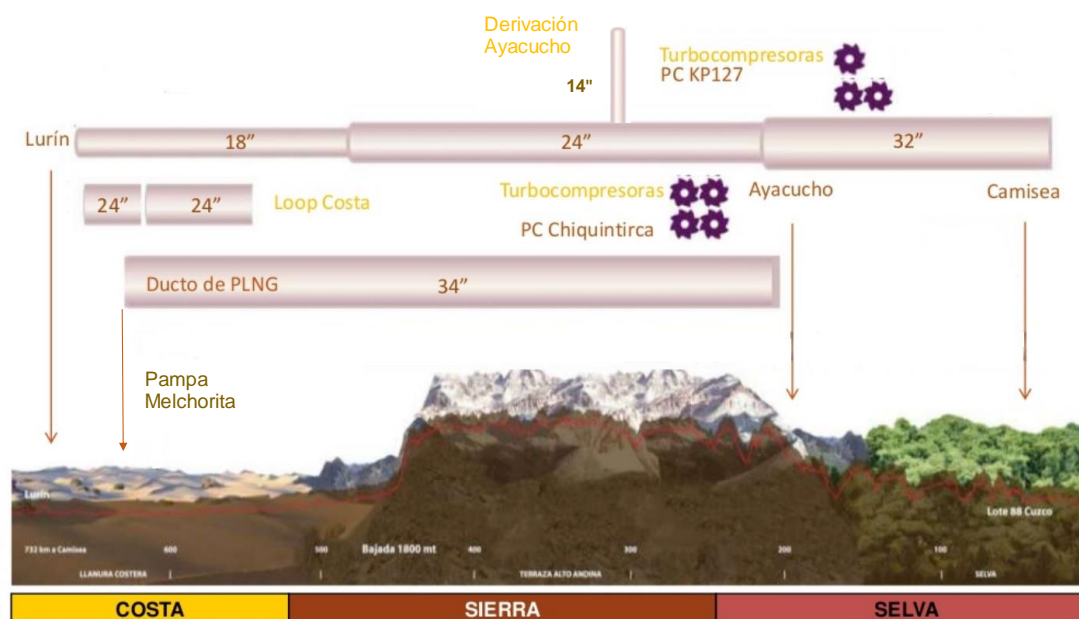


Figura 2.2. Esquema del Sistema de Transporte de Gas Natural.

[Fuente: OSINERGMIN]

Asimismo, la figura 2.3 muestra el volumen de gas natural transportado por el ducto de TGP y el ducto de PLNG (Planta Melchorita) hasta diciembre del 2017. A su vez se listan los consumidores industriales, en su mayoría empresas de generación eléctrica, que por medio de derivaciones del ducto de TGP se abastecen de gas natural. Como se mencionó anteriormente, el STD-GN tiene una capacidad de 1540 MMSCFD, de los cuales a diciembre del 2017 se ha transportado aproximadamente un máximo de 1300 MMSCFD.

El cuadro 2.2 muestra la composición del gas natural por el ducto de TGP, adicionalmente, posee un peso molecular de 17.72 kg/kgmol, 0.6118 de gravedad específica y 36,447 kJ/Sm³ de poder calorífico inferior.

Cuadro 2.2. Composición del Gas Natural a través del STD-GN.

Componente	% Molar
Nitrógeno	0.787
Dióxido de Carbono	0.242
Metano	88.367
Etano	10.42
Propano	0.169
Isobutano	0.0063

Componente	% Molar
n-Butano	0.0052
Isopentano	0.0007
n-Pentano	0.0008
Hexano	0.001
Heptano	0.0007
Octano	0.0004

[Fuente: Adenda al Contrato Boot Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate]

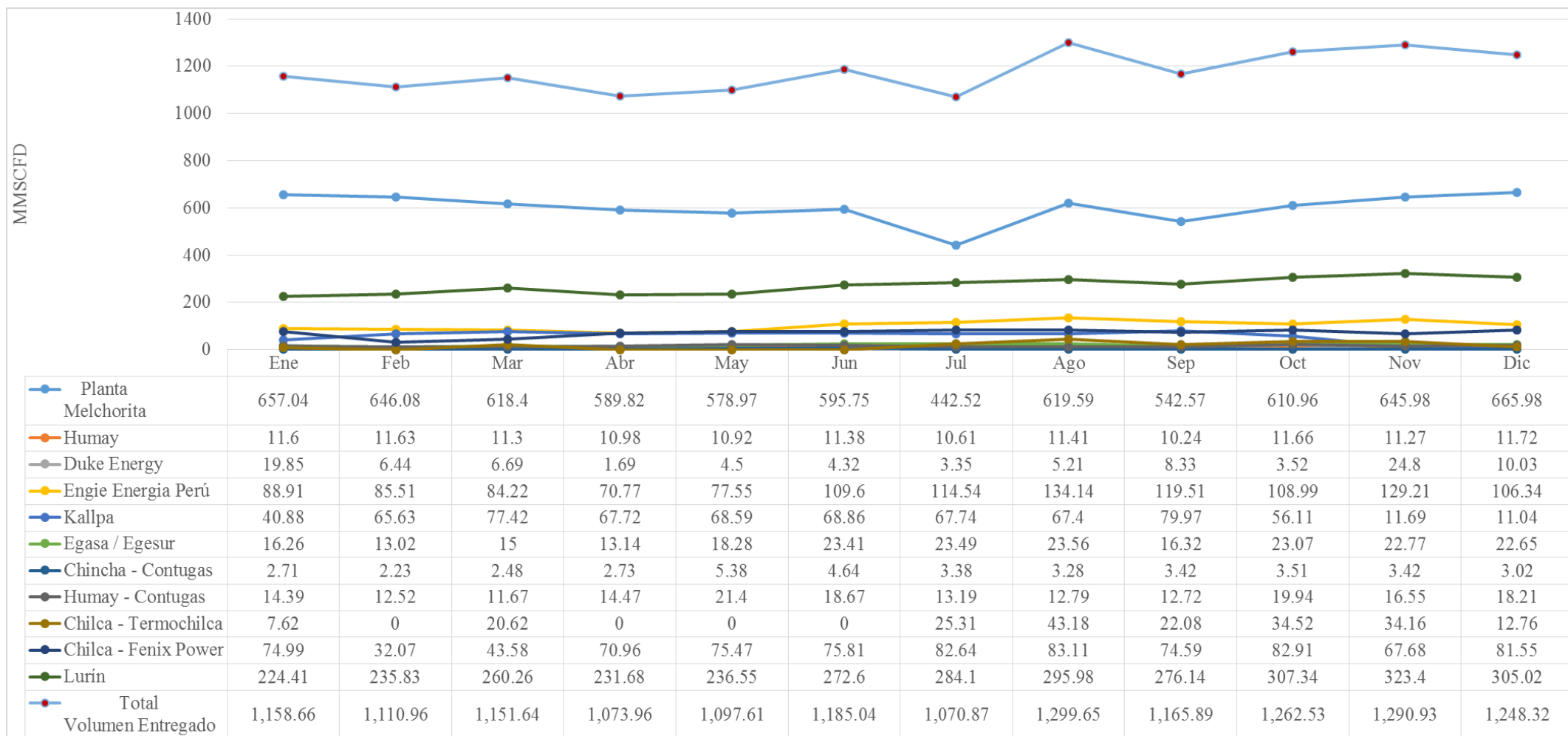


Figura 2.3. Volúmenes entregados en el STD-GN, 2017.

[Fuente: OSINERGMIN – Elaboración propia]

2.2 Bases teóricas

2.2.1 El mercado internacional de Gas Natural Licuado

a. Productores y consumidores de gas natural

Europa, región con muy pocos países productores, viene enfrentando en los últimos años un panorama de incertidumbre en lo que respecta a su suministro de gas natural como consecuencia de las tensiones geopolíticas entre Rusia y Ucrania, dado que un 80% del gas ruso hacia Europa pasa por Ucrania. Por otro lado, Noruega es el principal exportador de gas a Europa Occidental. Reino Unido, Holanda y Alemania son otros países con producción de gas en la región.

Norte América ha tenido un crecimiento en la producción de gas natural debido a las grandes reservas de gas de esquisto, asimismo, es uno de los mercados más integrados por gasoductos. En esta región se ubica el mayor productor y consumidor de gas natural a nivel global, Estados Unidos, tal es así que a comienzos de 2016, se inauguró como exportador de GNL con un envío a Brasil.

Las regiones de Sur y Centro América, sin llegar a tener la connotación de un mercado integrado, presenta algunos flujos de gas entre países, como es el caso de Brasil y Argentina quienes reciben gas de Bolivia vía gasoductos. Es necesario aclarar que Argentina es el mayor productor y consumidor de gas en dicha región. En el pasado, Argentina exportó gas a Chile, y hasta el año 2015 Colombia envió gas a Venezuela, situación que espera se revierta a partir de 2018. Por su parte, Trinidad y Tobago es el principal exportador de GNL de la región desde finales de los noventa.

Las cifras de gas natural del continente africano se sustentan, principalmente, en tres países, Argelia, Egipto y Nigeria. Los dos primeros ubicados al norte, en la región subsahariana, y el último en la región occidental del continente. Argelia es el mayor productor de gas natural en esta región y uno de los pioneros en el mundo en la tecnología de GNL (1964). Por otro lado, a finales de 2015, la multinacional italiana ENI anunció el hallazgo de Zohr en Egipto, un gran yacimiento de gas natural en el mar mediterráneo en aguas territoriales egipcias. Se estima reservas de 30 TCF. Por último, Nigeria, quien posee las mayores reservas de la región, tiene como objetivo triplicar su capacidad de producción de gas natural en 2020, para ayudar a satisfacer sus necesidades de energía y desarrollo industrial.

Finalmente, Asia Pacífico no es únicamente una región importadora de gas natural a través de GNL, pues en ella se encuentran grandes exportadores de este combustible,

como Malasia, Australia e Indonesia. Además, según U.S. Energy Information Administration (EIA) vaticina que China tendrá un crecimiento en su consumo de gas en el periodo 2015-2040 (19 bcf/d y 57 bcf/d, respectivamente), impulsado por las políticas ambientales, la competitividad del coste relativo del gas natural en los sectores industrial y de transporte, y un crecimiento económico relativamente alto. China es el país con mayores reservas, mayor productor y consumidor de gas natural de la región [7].

La figura 2.4 y figura 2.5 representan la producción y consumo, respectivamente, de gas natural por región.

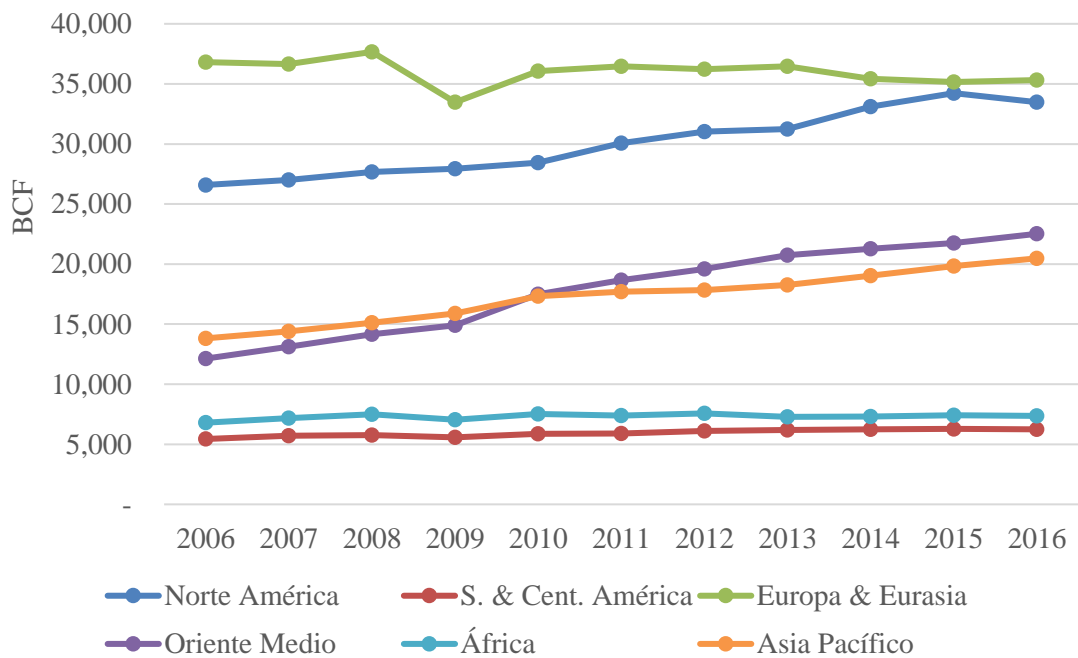


Figura 2.4. Producción de GN por región.

[Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017]

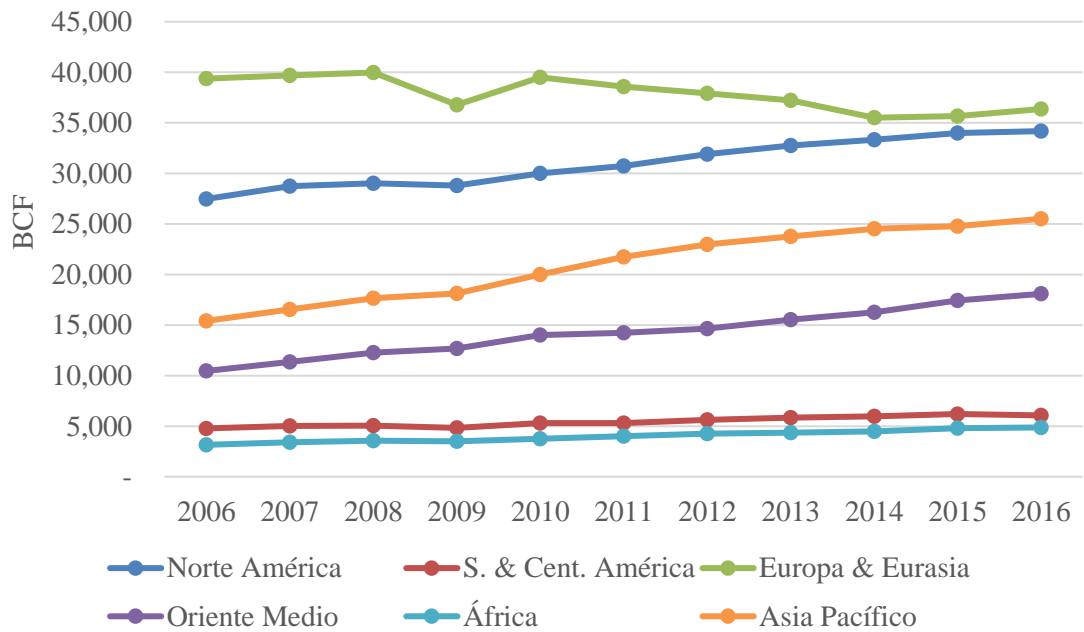


Figura 2.5. Consumo de GN por región.

[Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017]

El análisis de la figura 2.4 y figura 2.5 indica que existen regiones en las cuales el consumo de gas natural supera a la producción; este es el caso de la región Asia Pacífico el cual en el 2016 registró un consumo de 25.5 TCF para una producción de 20.5 TCF, asimismo, la región de Europa y Eurasia presentó el mismo problema con una producción de 35.3 TCF para un consumo de 36.4 TCF en el mismo periodo. Este déficit de producción de gas natural se ha mantenido en los últimos 10 años.

b. Comercio de GNL

A finales de 2016, el número de países exportadores de GNL fue de 18, mientras que el número de países importadores de GNL ascendió a 35, según reporte de International Gas Union, 2017. Véase figura 2.6.

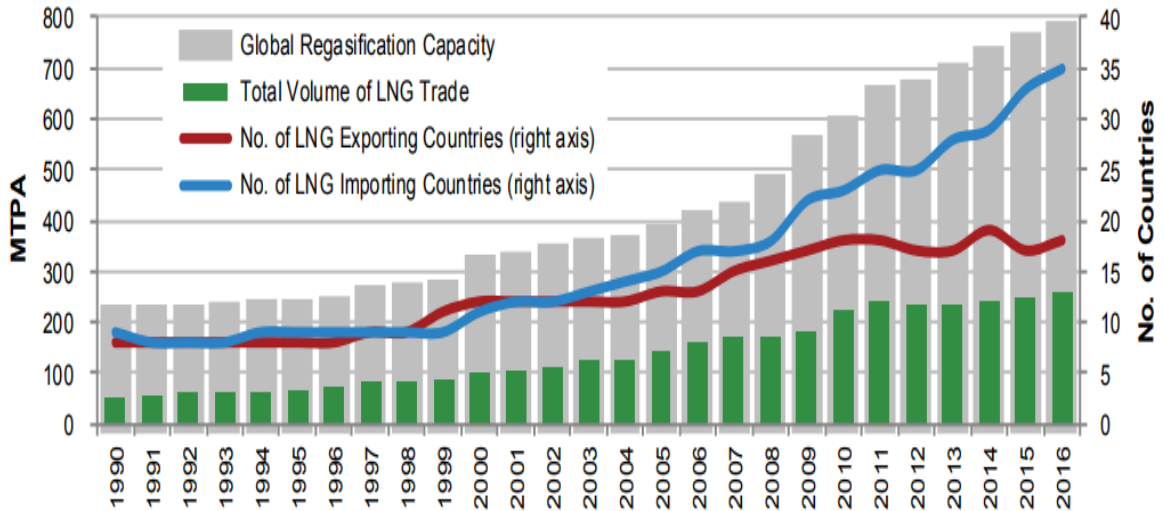


Figura 2.6. Número de Exportadores e Importadores de GNL por año.

[Fuente: International Gas Union LNG Report – 2017 Edition]

El principal exportador a nivel mundial en el 2016 fue Qatar, al comercializar 77 MTPA de GNL (véase figura 2.7), del cual Asia Pacifico demandó 50 MTPA de GNL, ubicándose, así como el mayor comprador de Qatar.

Por otro lado, Japón, se mantuvo como el mayor importador mundial con 83.3 MTPA de GNL (véase figura 2.8), de las 174 MTPA que importó Asia Pacifico. En resumen, Asia posee un 73% de la demanda global de GNL, mientras que Qatar suministra el 30% del volumen global de GNL. La figura 2.9 expresa los flujos comerciales de GNL, y la figura 2.10 muestra los principales movimientos de gas natural ya sea a través de gasoductos o como GNL.

El cuadro 2.3 presenta el comercio global de Gas Natural Licuado en el año 2016.

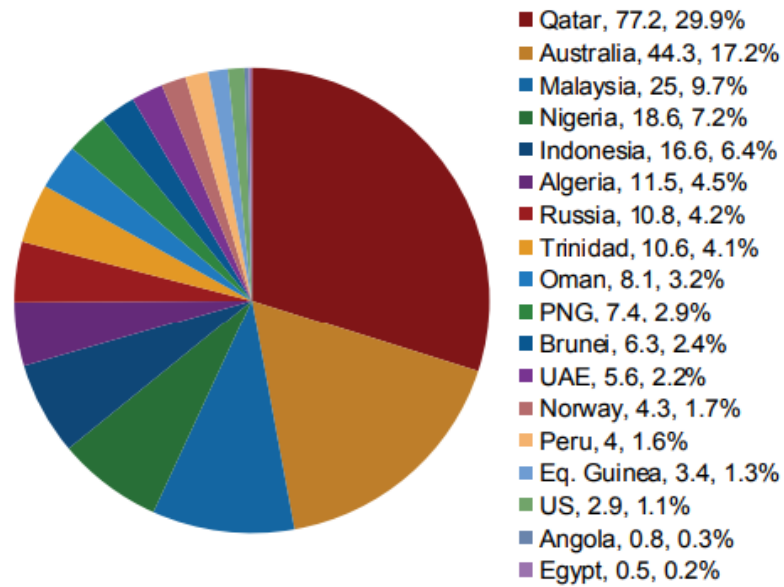


Figura 2.7. Exportación de LNG y cuota de mercado por país (en MTPA) – 2016.

[Fuente: International Gas Union LNG Report – 2017 Edition]

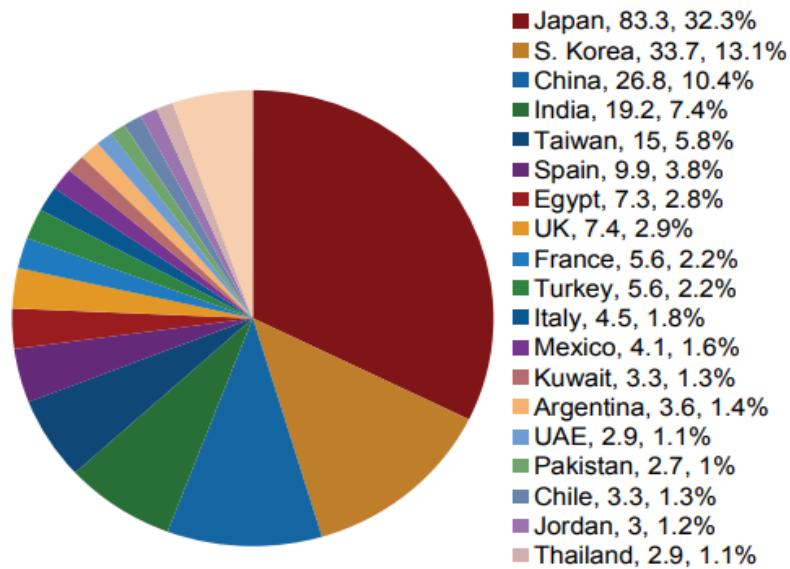


Figura 2.8. Importación de LNG y cuota de mercado por país (en MTPA) – 2016.

[Fuente: International Gas Union LNG Report – 2017 Edition]

Cuadro 2.3. Comercio global de GNL, bcm – 2016.

EXPORTADORES	EE.UU	Brasil	Perú	Trinidad & Tobago	Noruega	Otros Europa*	Rusia	Omán	Qatar	Emiratos Árabes Unidos	Algeria	Angola	Egipto	Guinea Ecuatorial	Nigeria	Australia	Brunei	Indonesia	Malasia	Papua Nueva Guinea	Otros Asia Pacífico*	Total importado	Equivalencia en MTPA
Japón	-	-	-	0.1	-	0.7	9.5	3.3	15.8	6.5	0.4	-	0.1	0.4	2.5	29.2	5.5	8.7	20.2	5.5	0.2	108.6	80.4
Corea del Sur	0.3	-	0.2	-	0.1	0.1	2.4	5.3	15.6	-	0.2	0.1	-	0.1	0.7	6.1	1.8	5.7	5	0.2	0.1	44	32.6
China	0.3	0.1	0.3	0.2	0.2	+	0.3	0.1	6.5	-	-	-	0.1	-	0.4	15.7	0.1	3.7	3.4	2.9	0.2	34.5	25.5
India	0.5	-	0.1	0.6	0.1	0.3	-	0.3	14	0.7	0.1	0.4	0.1	1.4	2.7	1.2	-	-	0.1	-	-	22.6	16.7
Taiwán	-	-	-	0.1	0.1	-	1.7	0.2	8.2	0.1	0.1	-	-	0.1	0.6	0.3	0.4	2.6	3.3	1.8	-	19.6	14.5
España	0.1	-	1.7	0.6	0.7	+	-	-	2.5	-	2.9	0.1	0.1	-	4.5	-	-	-	-	-	-	13.2	9.8
Reino Unido	-	-	-	0.1	0.2	0.1	-	-	9.6	-	0.4	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	10.4	7.7
México	0.7	0.1	2.9	0.5	-	-	-	-	0	-	0.1	-	-	0.1	0.8	0.4	-	0.3	-	-	-	5.9	4.4
Argentina	0.4	0.4	-	1.4	0.5	0.3	-	-	1.1	-	0.2	+	-	0.1	0.8	0.1	-	-	-	-	-	5.3	3.9
Chile	0.7	-	-	3.2	0.2	0.1	-	-	0.1	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	4.4	3.3
Otros	1.3	-	0.3	7.6	4.4	2.7	-	1.5	31.1	0.2	11.6	0.2	0.4	2.2	10.8	3.8	0.5	0.2	0.2	-	0.1	79.1	58.5
Total exportado	4.3	0.6	5.5	14.4	6.5	4.3	13.9	10.7	104.5	7.5	16	0.8	0.8	4.5	23.8	56.8	8.3	21.2	32.2	10.4	0.6	347.6	257.2
Equivalencia en MTPA	3.2	0.4	4.1	10.7	4.8	3.2	10.3	7.9	77.3	5.6	11.8	0.6	0.6	3.3	17.6	42.0	6.1	15.7	23.8	7.7	0.4	257.2	

+: Menor a 0.05 bcm

*: Incluye re-exportaciones

[Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017]

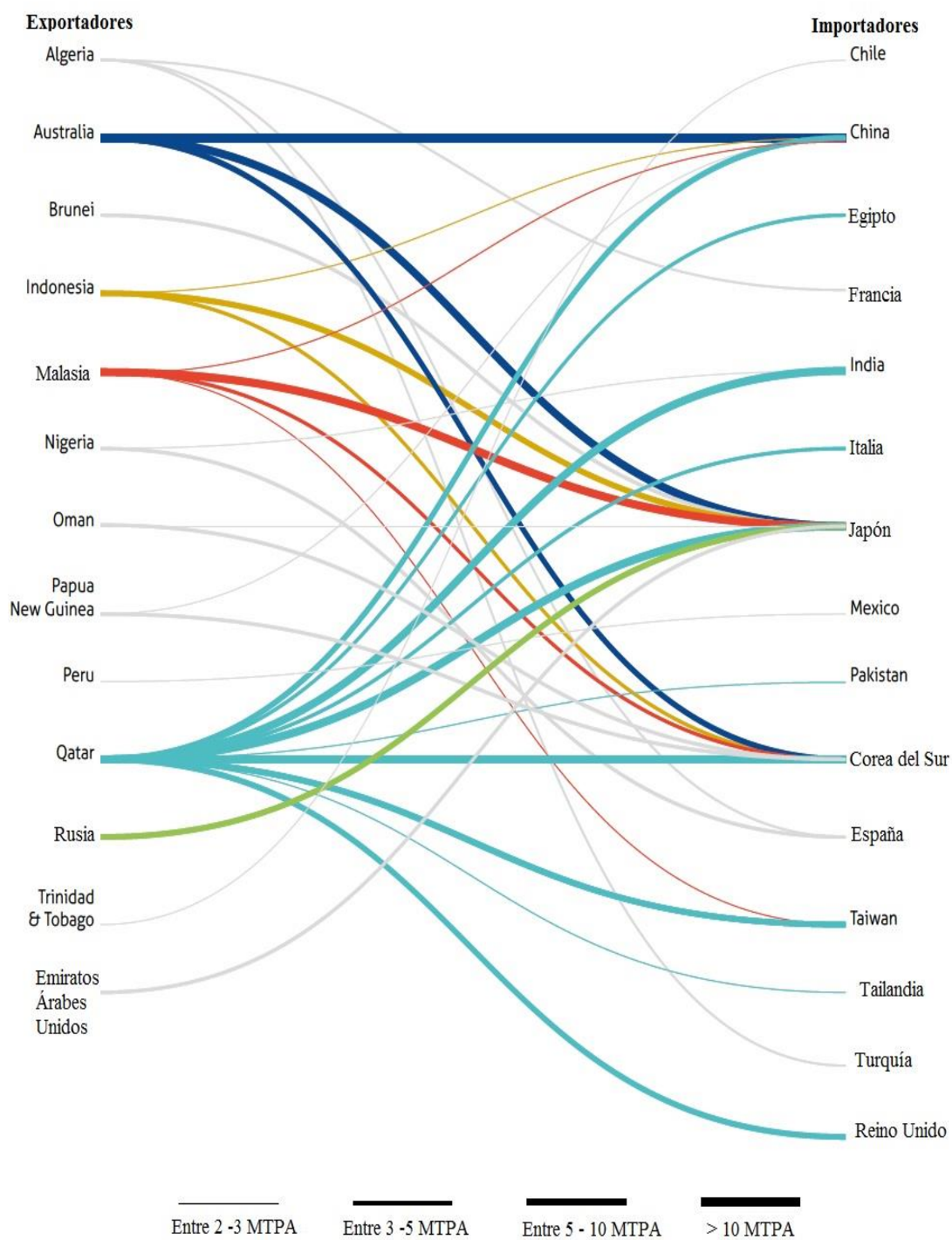


Figura 2.9. Principales flujos comerciales de GNL – 2016.

[Fuente: GIIGNL ANNUAL REPORT – 2017].

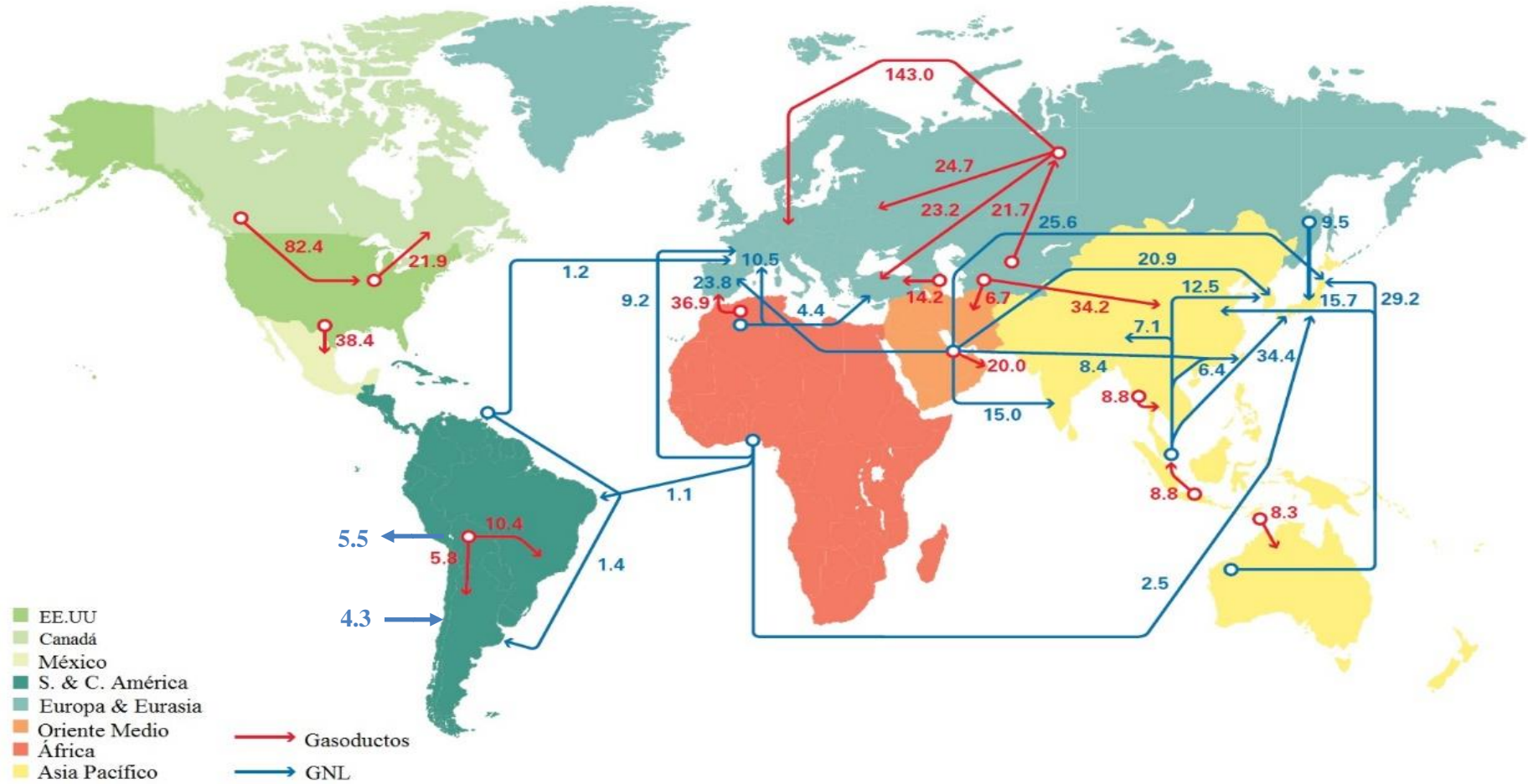


Figura 2.10 . Principales movimientos de gas natural, bcm – 2016.

[Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017]

Actualmente existen tres importantes mercados regionales de GNL: Asia, Europa y Estados Unidos. En el año 2016, las necesidades de importación de gas natural en Asia Pacífico fueron cubiertas principalmente por GNL (79%), mientras que Europa y Estados Unidos fueron abastecidos en mayor medida por el transporte vía gasoductos (88% y 97%, respectivamente): gasoductos entre Rusia y Europa, y los gasoductos entre Canadá y Estados Unidos. La figura 2.11 muestra el histórico de importación de GNL global por región durante el periodo 2012 – 2016.

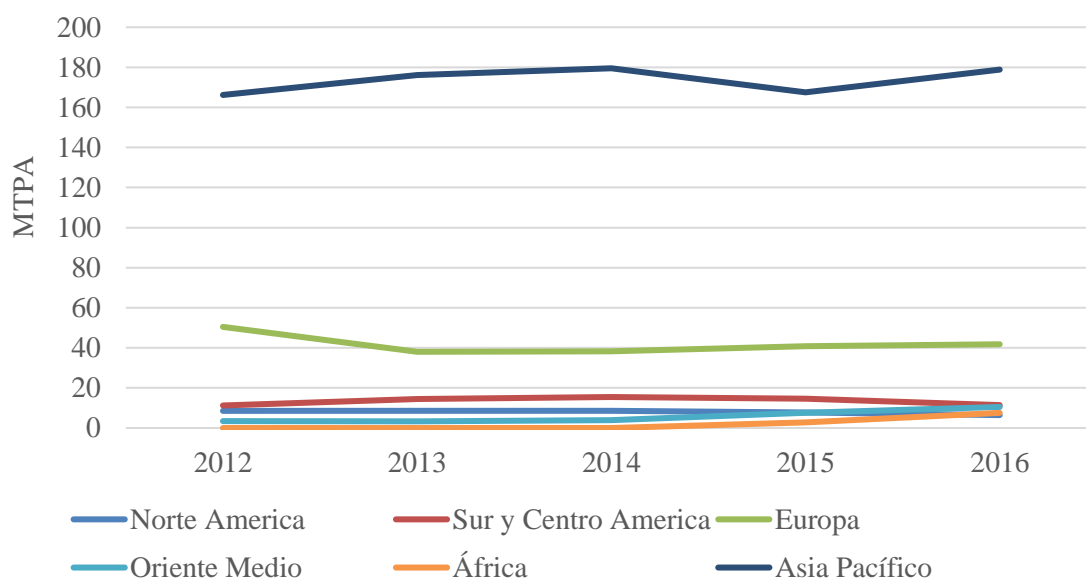


Figura 2.11. Importación de GNL por región.

[Fuente: BP Statistical – Elaboración propia]

En la figura 2.11 se aprecia que Asia pacífico (principalmente Japón, Corea del Sur y China) es la mayor región importadora de GNL, seguido de Europa (principalmente España, Turquía y Francia). Asimismo, la región de Sur y Centro América se ubica en tercera posición, con Argentina y Chile como los principales importadores en los últimos años.

Asia Pacífico

La figura 2.12 presenta las importaciones por país en la región de Asia Pacífico, siendo Japón el mayor importador de GNL, seguido de Corea del Sur y China detrás de este último. Sin embargo, a pesar de que Japón es actualmente el mayor importador, se aprecia que sus importaciones decaen debido al regreso del uso de energía nuclear. Por otra parte, China viene incrementando sus importaciones debido programa gubernamental de gasificación. Se prevé que para finales de 2017, China ocupará el segundo lugar en importaciones de GNL. Por otro lado, las crecientes importaciones

de GNL en India se sustentan en suministros de gas doméstico limitados y una demanda en rápida expansión tanto de energía como de fertilizante.

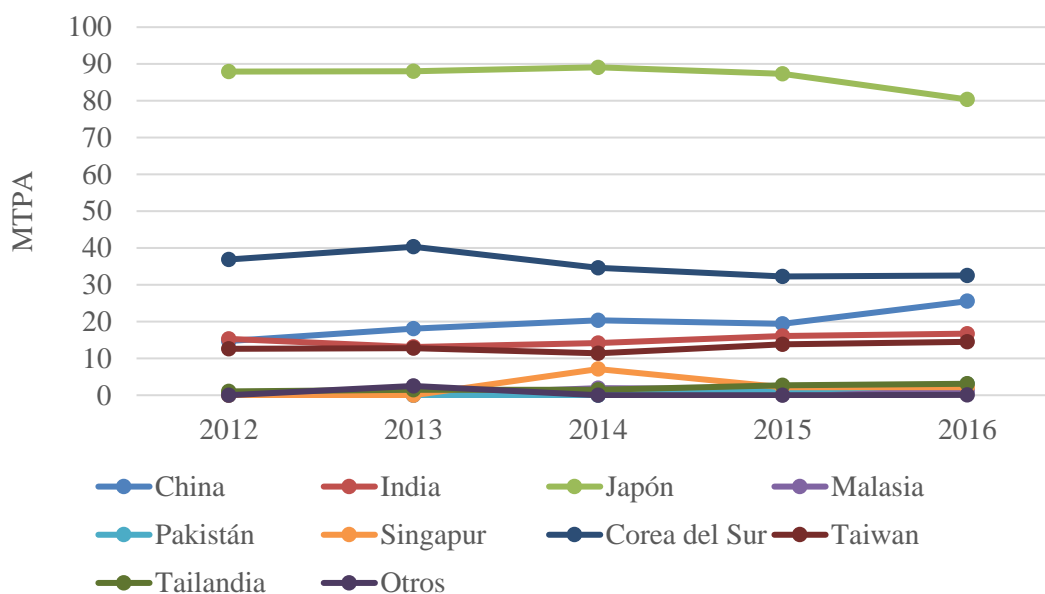


Figura 2.12. Importaciones de GNL por país en Asia Pacífico.

[Fuente: BP Statistical – Elaboración propia]

Europa y Eurasia

La figura 2.13 muestra las importaciones por país en las regiones de Europa y Eurasia, siendo España el mayor importador de GNL, seguido de Reino Unido y Francia detrás de este último. A pesar de la caída de las importaciones de GNL en España, hasta diciembre de 2017 la demanda de gas natural en referido país ha crecido más del 9% en comparación con el mismo periodo en 2016 debido al crecimiento de la demanda convencional (consumos en hogares, comercios e industrias) y las entregas de gas natural para la generación de energía. Por su parte, Francia, vuelve a tener un incremento en las importaciones de GNL debido a la aceptación de este como combustible más limpio para los barcos y alentará a los puertos a desarrollar la infraestructura necesaria para tal actividad, puesto que Francia modificará las regulaciones sobre GNL para permitir el reabastecimiento de combustible en los puertos. El GNL ha sido promocionado como una alternativa al fuel oil para un sector naviero que enfrentará estándares de emisiones más estrictos a partir de 2020.

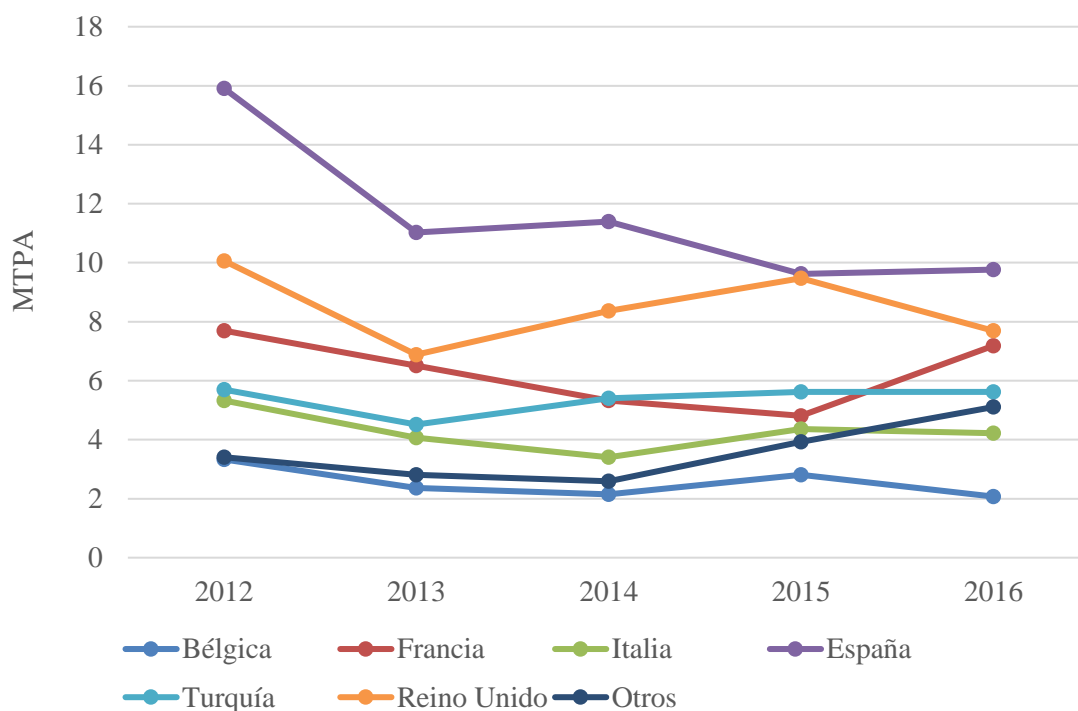


Figura 2.13. Importaciones de GNL por país en Europa y Eurasia.

[Fuente: BP Statistical – Elaboración propia]

Sur y Centro América

Argentina posee dos terminales de importación de GNL: Escobar y Bahía Blanca, los cuales cuentan con una capacidad de 3.83 MTPA y 3.8 MTPA, respectivamente. Asimismo, la estatal Enarsa lanzó en agosto de 2017 dos licitaciones para la compra de hasta 32 cargos de GNL a ser entregados en 2018, dentro de las condiciones del proceso licitatorio se prevé el derecho de cancelar las cargas en caso de que los precios próximos a la fecha de entrega resulten más atractivos.

Chile exporta el gas natural que recibe desde dos plantas regasificadoras de GNL levantadas en Mejillones y en la bahía de Quinteros, en la costa central del país, y que le permiten tener plena autonomía en el suministro, al adquirir el hidrocarburo en los mercados internacionales.

Recientemente Colombia ha iniciado operaciones en el terminal de regasificación de Cartagena LNG, a cargo de la Sociedad Portuaria El Cayao. El terminal de regasificación tiene la capacidad de almacenar hasta 170,000 metros cúbicos de GNL y la posibilidad de regasificar 400 millones de pies cúbicos de gas al día, suficientes para atender cerca de 2,000 megavatios, lo que equivale al 27% de la demanda total

de energía eléctrica en Colombia. A la fecha, dicho terminal ha recibido cargamentos de buques metaneros con cerca de 219,000 metros cúbicos de GNL.

Brasil por su parte ha reducido las importaciones de GNL debido a los yacimientos de gas natural recientemente descubiertos. Véase figura 2.14.

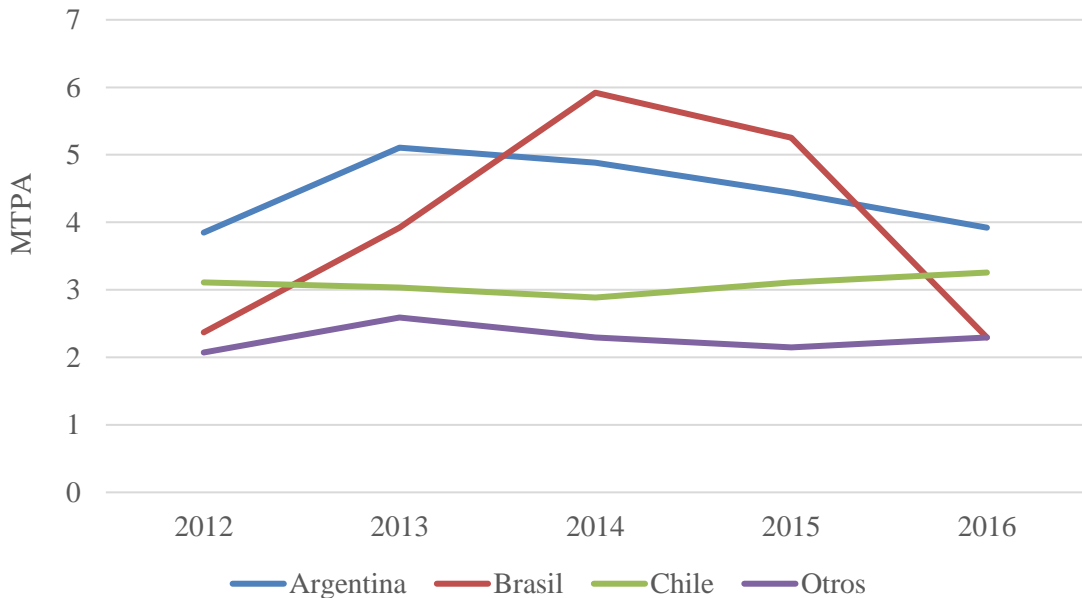


Figura 2.14. Importaciones de GNL por país en Sur y Centro América.

[Fuente: BP Statistical – Elaboración propia]

Norte América

La región de Norte América ha decaído en las importaciones de GNL, debido al gas de esquisto, haciendo que Estados Unidos comience a exportar grandes cantidades de GNL, y la ejecución de varios proyectos de GNL que actualmente se encuentran en construcción. Por el momento Sabine Pass es la única planta de licuefacción que exporta gas natural a distintos mercados del mundo.

México por su parte, ha reducido las importaciones de GNL debido también al gas de esquisto. Estados Unidos exporta gas a través de gasoductos a México. Actualmente México cuenta con tres terminales de importación de GNL, además de Altamira, México importa GNL a través de la terminal Costa Azul y la instalación de GNL en Manzanillo. Véase figura 2.15.

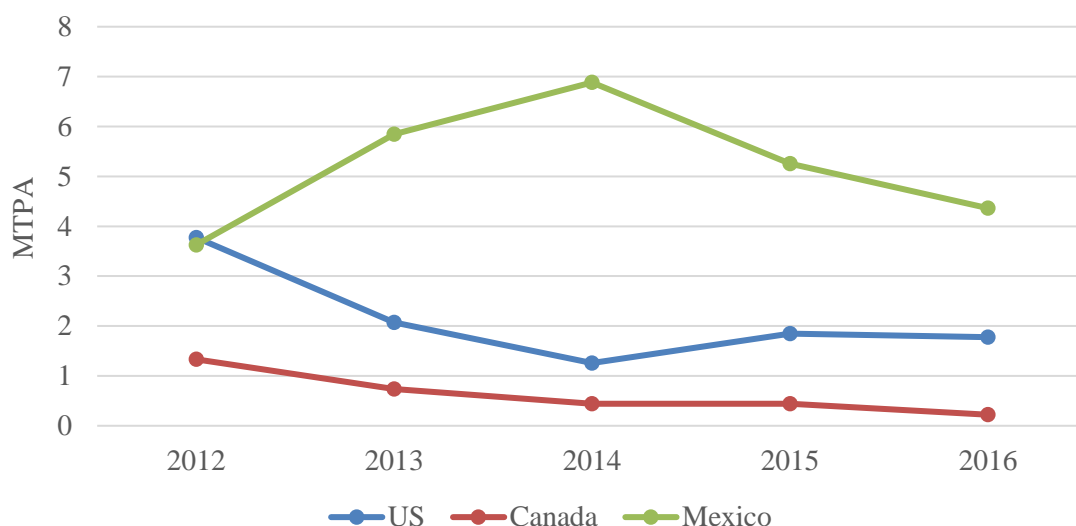


Figura 2.15. Importaciones por país en Norte América.

[Fuente: BP Statistical – Elaboración propia]

c. Pronóstico del Gas Natural

El crecimiento que se ha visto en los últimos 25 años en la producción mundial de Gas Natural Licuado todavía es insuficiente, aún se necesita más oferta, pues las industrias que requieren de energía para el desarrollo de sus actividades, siguen creciendo y aumentando su capacidad. A ello se suma causar el menor impacto sobre el ambiente, con el uso de energía limpia como es el caso del gas natural, reemplazando las fuentes de energía convencionales.

Prueba de ello es que al finalizar el 2016, la capacidad nominal de regasificación global alcanzó 830 MTPA (frente a la capacidad nominal mundial de licuefacción de 340 MTPA), con la incorporación de países importadores durante el año como Colombia, Finlandia, Jamaica y Polonia. En total se comisionaron once nuevos terminales [11], añadiendo 32 MTPA de nueva capacidad de regasificación. Seis (06) terminales nuevos son instalaciones Onshore (en China, Finlandia, Francia, Japón, Polonia y Corea del Sur) y cinco (05) terminales están basados en soluciones flotantes – Floating storage and regasification units (FSRU) ubicados en Colombia, Indonesia, Jamaica, Turquía y Emiratos Árabes Unidos. Varias ampliaciones fueron completadas en los mercados de GNL existentes: Argentina (Escobar), China (Dalian y Rudong), India (Dahej) y Corea del Sur (Samcheok). Además, China tiene como objetivo aumentar su capacidad de importación a 100 millones de toneladas para el año 2025, lo cual implicará una capacidad de almacenamiento de gas natural, incluido GNL, de 14.1 BCF (400 millones de metros cúbicos) para el mismo periodo [12].

El gas natural, como fuente de combustible, representará cerca del 45% del incremento proyectado para la demanda energética global hasta el 2030 [8]. De ello se infiere que está ocurriendo un cambio en la matriz energética en varios países debido a los precios bajos frente a otras fuentes de energía, así como la viabilidad ambiental en proyectos energéticos, prueba de ello es la disminución de uso del carbón y de la poca inversión en proyectos nucleares como es el caso de Japón y Corea del Sur. Véase Figura 2.16.

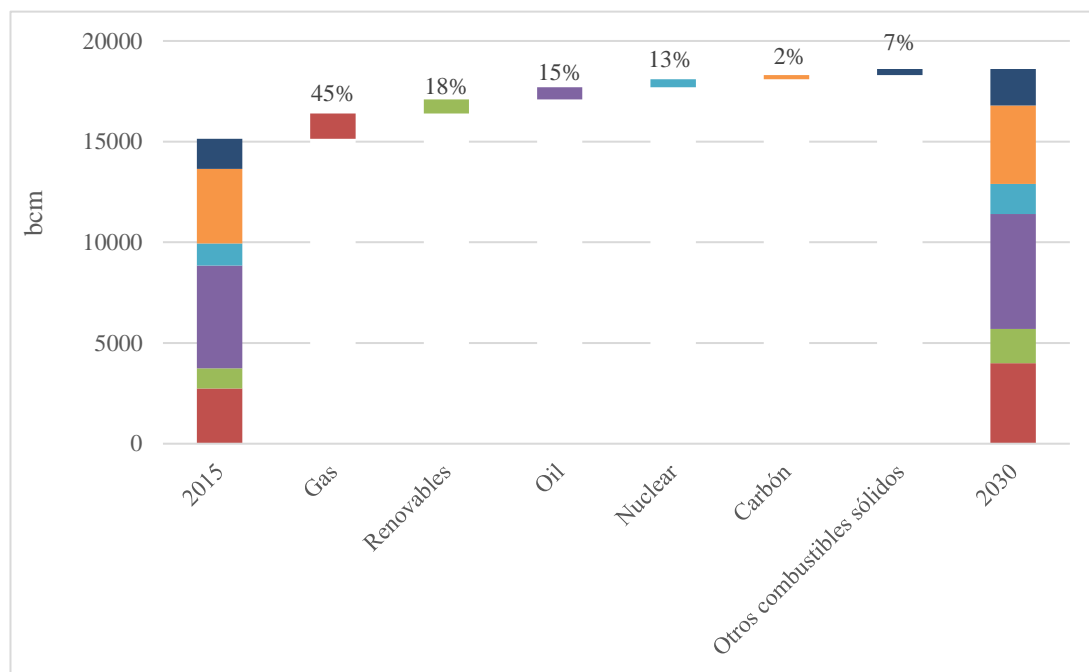


Figura 2.16. Pronóstico del incremento de la demanda energética por combustible.

[Fuente: LNG Outlook 2017 – Shell.]

Asimismo, el gas natural sigue siendo un combustible atractivo para la generación de energía eléctrica y los sectores industriales en muchos países. Estos dos representan cerca del 75% en el aumento proyectado del consumo total entre el periodo 2015 – 2040. Véase Figura 2.17.

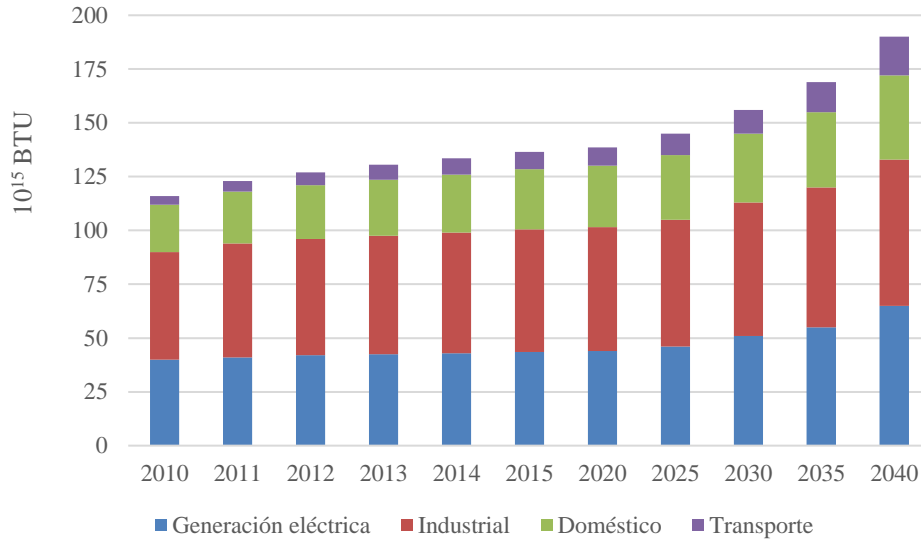


Figura 2.17. Pronóstico del consumo de gas natural por sector.

[Fuente: International Energy Outlook 2017 - EIA]

d. Pronóstico del GNL

El continente asiático seguirá siendo el mayor destino de GNL a pesar de la disminución de importación por parte de Japón que volverá a usar energía nuclear. China, India y otros países asiáticos aumentarán su demanda. Por otro lado, Australia se convertirá en el mayor exportador de GNL dejando en segunda posición a Qatar. Véase figura 2.18.

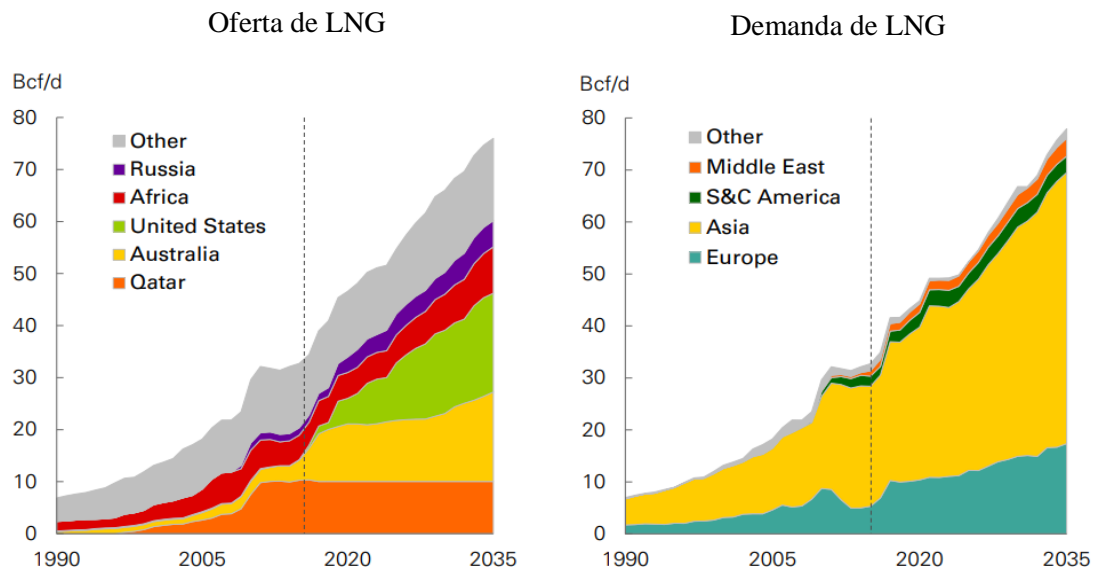


Figura 2.18. Perspectiva del GNL a nivel Global.

[Fuente: BP Energy Outlook – 2017 Edition.]

Por otro lado, el comercio de GNL está cambiando para satisfacer las necesidades de los compradores, incluyendo contratos a más corto plazo y de menor volumen con mayores grados de flexibilidad, puesto que antes existía una falta de interés en los compradores debido a los contratos a largo plazo [9]. Véase figura 2.19 y figura 2.20.

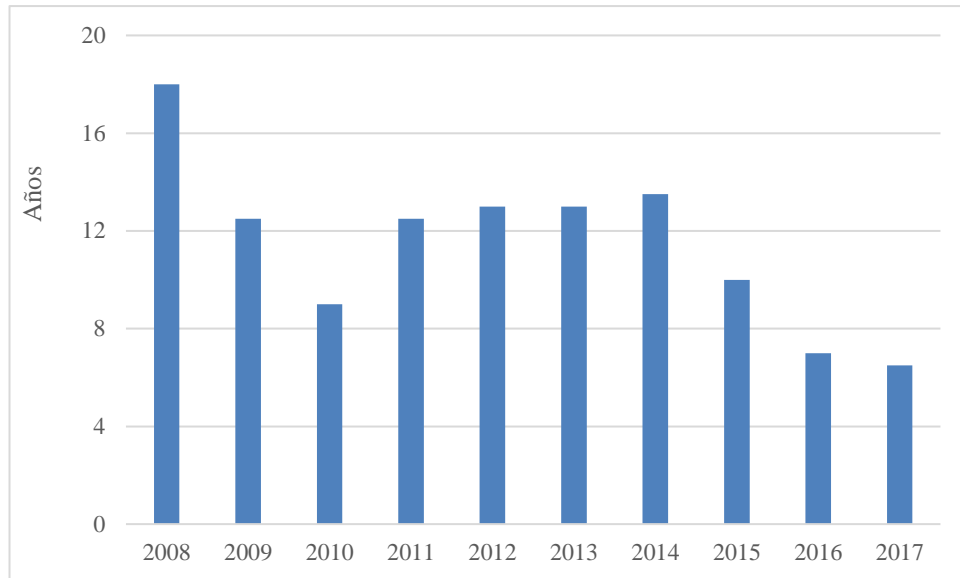


Figura 2.19. Duración media en contratos de GNL.

[Fuente: LNG Outlook 2018 – Shell]

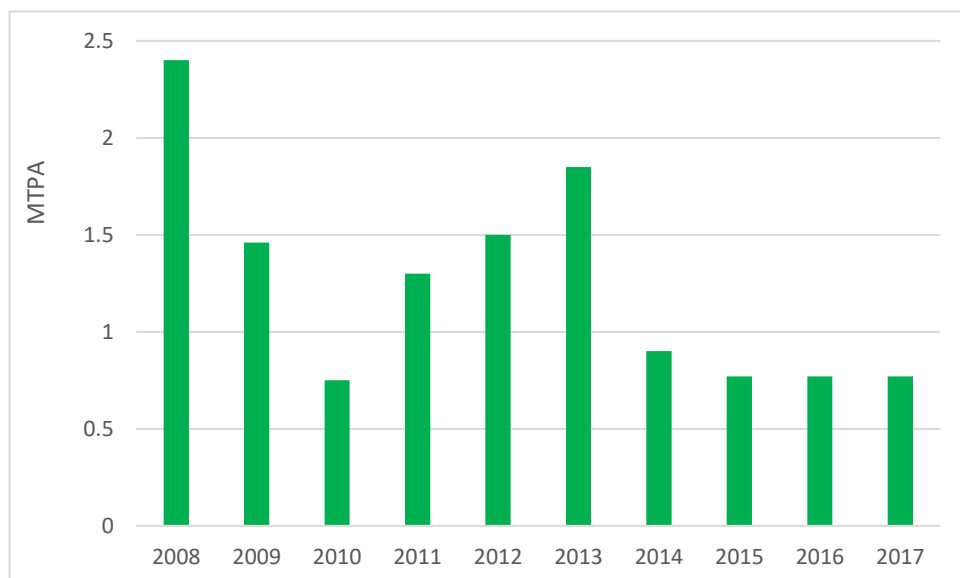


Figura 2.20. Volumen medio en contratos de GNL.

[Fuente: LNG Outlook 2018 – Shell]

En adición, según Bloomberg New Energy Finance, se estima que para el 2030 la demanda alcanzará 479 MTPA. Asimismo, el informe destaca que el gas natural seguirá llegando a nuevos mercados a medida que los precios se mantengan a la baja, mientras que el almacenamiento flotante (FSRU) y la tecnología de regasificación facilitan a los nuevos países la creación de infraestructura de importación a bajo costo. Sin tomar en cuenta otros factores negativos como la tensión entre Qatar y Arabia Saudita, las demandas de restricción a las exportaciones en el este de Australia y la caída de la demanda en América Latina, el consumo seguirá aumentando a pesar de una caída global en la demanda acumulada de la mayor región importadora, Japón, Corea del Sur y Taiwán (véase figura 2.21). También se espera que las importaciones europeas de gas natural se expandan en el largo plazo y superen los 100 MTPA para el 2030, originada por la caída en la producción de gas natural dentro de Europa, abriendo oportunidades para las importaciones en gasoductos y GNL [14].

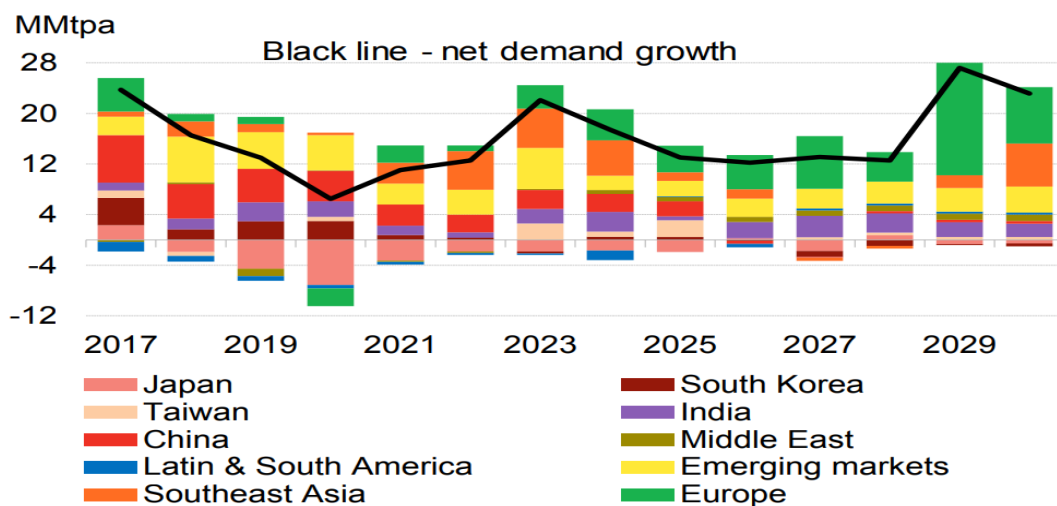


Figura 2.21. Variación de la demanda GNL por país, 2017 – 2030.

[Fuente: Global LNG Outlook 2017]

e. Precios del Gas Natural

Un factor importante al momento de determinar los potenciales mercados objetivos, es el precio de gas natural. En la figura 2.22 se muestra los precios anuales promedios del gas natural en los diferentes mercados internacionales, así como los precios mensuales para el año 2017 hasta el mes de diciembre del mismo. Como se mencionó anteriormente, la producción de gas de esquisto impacta directamente en los precios de gas de referencias Henry Hub, y no tanto así en los marcadores LNG Japan Korea

Marker (JKM o Asian JKM) y National Balancing Point (NBP). La cotización promedio de Henry Hub presentó una tendencia a la baja durante el año 2015, alcanzado en promedio US\$ 2.61 por millón de BTU, siendo el precio más bajo registrado desde 1999. Lo anterior respondió a una menor demanda del commodity aunado a una mayor oferta derivada de la mayor producción de gas de esquisto (shale gas). El precio continuó ajustándose en la primera mitad del 2016, disminuyendo hasta 1.73 US\$/MMBTU en marzo. No obstante, el marcador presentó cierta recuperación en el segundo semestre del año alcanzando 3.59 US\$/MMBTU en diciembre. Si bien dicho precio no se ha mantenido a lo largo del 2017, el precio promedio entre enero y setiembre se mantiene por encima del promedio registrado en similar periodo del año previo (US\$ 3.01 y US\$ 2.34 por millón de BTU, respectivamente).

Una variable que sí afecta a todos los precios de referencia es el desplome de los precios internacionales del petróleo (figura 2.23), que comenzó a darse a mediados de 2014. A finales de abril de 2015, los precios del petróleo cayeron 43.8% respecto al mismo mes de 2014, dinámica que contagió a los precios del gas, los cuales disminuyeron 44.6% en el mismo periodo.

El precio LNG JKM comenzó a dispararse a partir del segundo semestre de 2011, después de que en marzo de ese mismo año se produjera en la ciudad de Fukushima (Japón) uno de los mayores accidentes nucleares de la historia. Esa catástrofe produjo una escalada en este precio, que solo empezó a revertirse en 2015, cuando ese país comenzó a recuperar sus programas de energía nuclear y a reducir su consumo de GNL.

Por lo anterior, uno de los mayores descensos en la última década de un precio promedio de referencia de gas natural en un año es, precisamente, el de LNG JKM entre 2014 y 2015, pues pasó de 13.88 a 7.45 US\$/MMBTU. Por otro lado, se puede apreciar cierta recuperación en la cotización promedio de los marcadores JKM y NBP desde finales de 2016. En tal sentido, la cotización promedio de JKM entre enero y setiembre de 2017 alcanzó US\$ 7.15 por millón de BTU y el NBP US\$ 5.81 por millón de BTU (5.72 US\$/MMBTU y 4.65 US\$/MMBTU, respectivamente, en similar periodo del ejercicio previo).

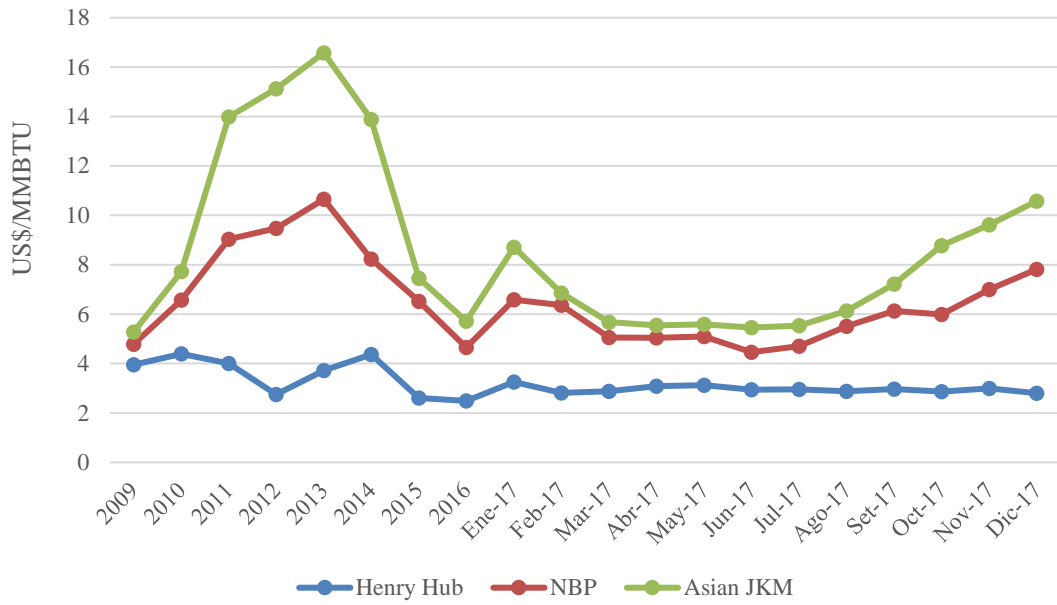


Figura 2.22. Evolución de precios de Gas Natural.

[Fuente: Informe Mensual diciembre 2017 – PERUPETRO]

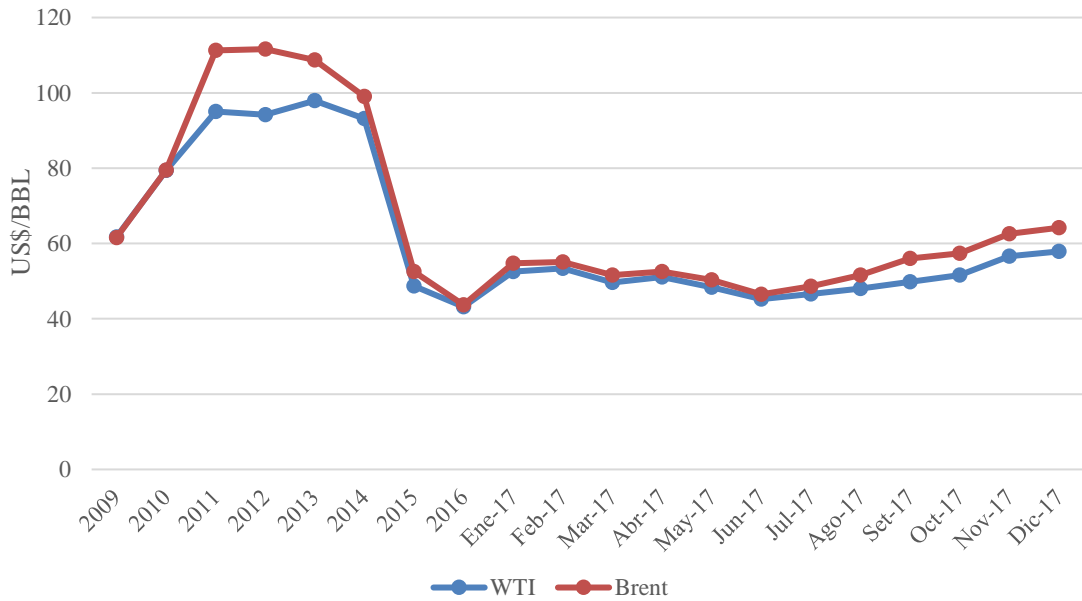


Figura 2.23. Evolución de precios del petróleo.

[Fuente: Informe Mensual diciembre 2017 – PERUPETRO]

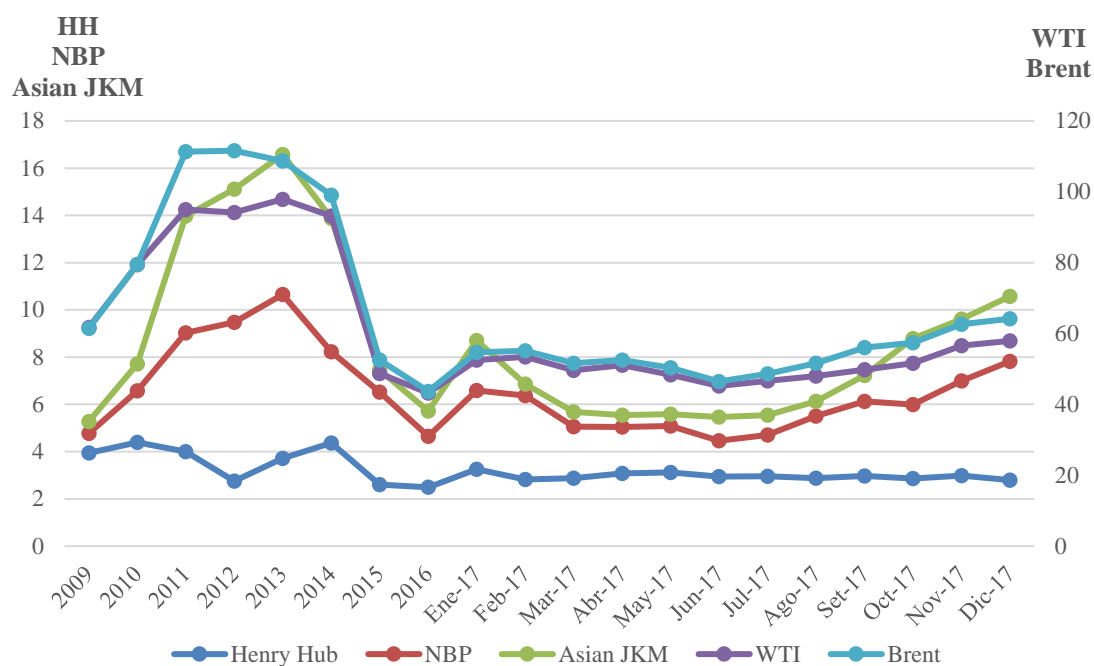


Figura 2.24. Relación entre los precios del petróleo y gas natural.

[Fuente: Informe Mensual diciembre 2017 – PERUPETRO]

Según el reciente análisis de EIA (U.S. Energy Information Administration), ante aumentos en precios del gas, existe una rápida reacción de la actividad extractiva, lo que generó una caída en los precios de largo plazo de sus proyecciones. Asimismo, señaló que el costo económico actual de la producción de gas se encuentra alrededor de 3.00 US\$/MMBtu. De esta manera, EIA proyecta que los precios se mantendrán en un rango cercano a dicho costo económico en el corto plazo, y que la demanda mundial de gas del sector energía será determinante en el mediano y largo plazo. Así, se esperaba para fines del 2017, un base case del Henry Hub de 3.08 US\$/MMBtu (2.97 US\$/MMBtu real a setiembre 2017) y para el 2018, 3.09 US\$/MMBtu.

El NBP es un indicador del mercado mayorista europeo, cuyos precios tienen un link con el precio del petróleo (Brent). Sin embargo, a diferencia de EE.UU., Europa se está volviendo más dependiente de las importaciones de LNG, por lo tanto el NBP provee un proxy del precio spot de LNG y del precio de los gasoductos. No obstante, a mediano plazo se espera que la brecha entre el NBP y el HH incremente por encima de US\$4.0 /MMBtu, alrededor del 2022. Cabe señalar que, según las proyecciones de EIA, los precios de largo plazo del NBP se redujeron significativamente, producto de: i) las ampliaciones de capacidad de producción anunciadas en Qatar (+23 TM por año);

ii) los proyectos de inversión en EE.UU., Irán y Rusia; y, iii) los menores costos de licuefacción al incrementar el nivel de eficiencia, observados en EE.UU. De esta manera, durante el 2016, ante la caída del Brent, el NBP cayó 28.7% aproximadamente, a US\$4.65/MMBtu, mientras que durante el año 2017 a diciembre se registró una recuperación en dicho indicador hasta US\$ 7.82/MMBtu. Se espera que los precios se mantengan en los niveles actuales hasta el 2020, para luego incrementarse progresivamente hasta US\$10.60/MMBtu para el 2030. En cuanto al precio asiático del GN (JKM), este es el reflejo de los contratos de LNG al estar indexado al precio del petróleo (Brent). Así, en el 2011, con la subida del precio del Brent, el JKM se incrementó de manera importante, impulsado aún más por el cierre de las plantas nucleares a raíz del tsunami en Japón. Cabe señalar que, producto de la creciente producción del Shale Gas, se ha vuelto competitiva la importación de LNG del mercado americano. Esto se debe al importante spread entre el HH y los precios ligados al petróleo, lo que ha facilitado la renegociación y/o salida de los contratos tradicionales con precios ligados al petróleo. A pesar de la influencia de la reducción en el precio del crudo, el JKM continuó registrando precios atractivos en el 2016 (US\$5.73/MMBtu) y durante los últimos 12 meses a setiembre 2017 (US\$6.62/MMBtu). Cabe resaltar que los costos de exportar LNG dependen principalmente de cuatro componentes: i) take or pay (costo de inversión y operativo de la planta de LNG); ii) costo del GN; iii) transporte; y, iv) costos de regasificación.

2.2.2 Marco Legal Nacional e Internacional

Como en todo proyecto de investigación, la ejecución de este se encuentra en el alcance de la siguiente reglamentación, normas y/o procedimientos:

a. Marco Nacional

- **Constitución Política del Perú – 1993:** Establece que los recursos naturales renovables y no renovables son patrimonio de la Nación, siendo el Estado soberano en su aprovechamiento (Art. 66°).
- **Ley Orgánica de Hidrocarburos – Ley N° 26221:** la presente Ley norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional, asimismo el artículo 2 de la misma menciona que el Estado promueve el desarrollo de las actividades de hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo nacional.

- **Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural – Ley N° 27133:** La presente Ley tiene por objeto establecer las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural, fomentando y propiciado la diversificación de las fuentes energéticas que incrementan la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país (artículo 1°).
- **Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas Natural – Ley N° 28176:** Mediante contrato-ley, el Estado podrá otorgar a las plantas de procesamiento de gas natural, los beneficios que la presente Ley y sus normas reglamentarias conceden. Los beneficios están contemplados en los siguientes artículos de la Ley N° 26221: 12°, 17°, 48°, 52°, 58° (sobre el régimen de las exportaciones), 60°, 61°, 63°, 64°, 82° y 84°.
- **Establecen valor mínimo para la regalía del gas natural en caso de exportación – D.S. N° 039-2010-EM:** Se define la regalía mínima, cuando el destino final del gas natural sea la exportación, el valor de la regalía, expresada en dólares por millón de BTU, no podrá ser inferior al valor promedio de la regalía del gas natural destinado al mercado interno.
- **Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos – Decreto Supremo N° 081-2007-EM:** Las disposiciones del presente Reglamento norman lo referente a la actividad del Transporte de Hidrocarburos por Ductos, incluyendo los procedimientos para otorgar Concesiones, autorizaciones, las tarifas, las normas de seguridad, normas sobre protección del ambiente, disposiciones sobre la autoridad de regulación, así como normas vinculadas a la fiscalización. No están sujetos al presente Reglamento las tuberías para la transferencia de hidrocarburos dentro de las plantas de procesamiento, plantas de almacenamiento, plataformas marítimas e instalaciones de comercialización (Artículo 1°).
- **Reglamento de Normas para Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos – N° 051-93-EM:** El presente Reglamento tiene por objeto establecer las normas y disposiciones para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de Refinerías y Plantas de Procesamiento de Hidrocarburos, que incluye los procesos de refinación de Petróleo, manufactura de asfaltos naturales, manufacturas de grasa y lubricantes, petroquímica básica y el procesamiento de gas natural y condensados, de conformidad con lo establecido en el Artículo 74 de la Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional, Ley N° 26221 (Art. 1).

- **Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos – Decreto Supremo N° 032-2004-EM:** Tiene por objeto normar las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el ámbito nacional, con el fin de obtener la Recuperación Máxima Eficiente de Hidrocarburos de los Reservorios, dentro de condiciones que permitan operar con seguridad y protección de ambiente.
- **Reglamento del Registro de Hidrocarburos – Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 191-2011-OS/CD:** Contiene los procedimientos y/o requisitos para la habilitación de plantas de procesamiento de gas natural, necesarios para la Inscripción en el Registro de Hidrocarburos de Actividades de Gas Natural.
- **Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental – Ley N° 27446:** A partir de la entrada en vigencia del Reglamento de la presente Ley, no podrá iniciarse la ejecución de proyectos incluidos en el artículo 2° de la misma y ninguna autoridad nacional, sectorial, regional o local podrá aprobarlas, autorizarlas, permitir las, concederlas o habilitarlas si no cuentan previamente con la certificación ambiental contenida en la Resolución expedida por la respectiva autoridad competente.

b. Marco Internacional

- **Norma Europea EN 1473:2017 – Instalaciones y equipos para gas natural licuado. Diseño de las instalaciones terrestres:** El objeto de esta norma europea es proporcionar unas directrices funcionales para las instalaciones de GNL, la construcción y la operación de las instalaciones de GNL de forma que sean aceptables para la seguridad y el medio ambiente.
- **NFPA 59A:2013 – Norma para la producción, almacenamiento y manejo del gas natural licuado (GNL):** Norma equivalente a la EN 1473:2017. El objeto de esta norma es proporcionar directrices funcionales para las instalaciones de GNL, la construcción y la operación de las instalaciones de GNL de forma que sean aceptables para la seguridad y el medio ambiente. Es la norma más usada en el diseño de Plantas de GNL.
- **ASME B 31.8:2016 – Sistemas de tubería para transporte y distribución de gas:** El presente código cubre el diseño, fabricación, inspección y pruebas de instalaciones de ductos usados para el transporte de gas. Este código también abarca los aspectos de seguridad de la operación y mantenimiento de dichas instalaciones.

- **ASME B 31.3:2016 – Tuberías de Proceso de Refinerías y Plantas Químicas:**
Establece los requisitos y lineamiento para las tuberías de proceso de refinerías, plantas petroquímicas, químicas, criogénicas, textiles, etc.

2.2.3 Reservas y Recursos de gas natural a nivel país

El Perú cuenta con 18 Cuencas Sedimentarias con potencial de hidrocarburos, con un área de 83 millones de hectáreas, del total de cuencas, 10 se ubican en Costa, 6 en la Selva y la Faja Plegada y Corrida subandina y 2 Intermontañas. Actualmente solo cinco se encuentran en fase de explotación: Talara, Tumbes-Progreso, Marañón, Ucayali y Sechura.

A diciembre del 2016, las cuencas tienen una producción acumulada de 2,577 millones de barriles de petróleo y 7,374 billones de pies cúbicos de gas. Las principales cuencas productoras de petróleo son Talara y Marañón, mientras que las principales productoras de gas (véase figura 2.25) son Ucayali y Talara [25].

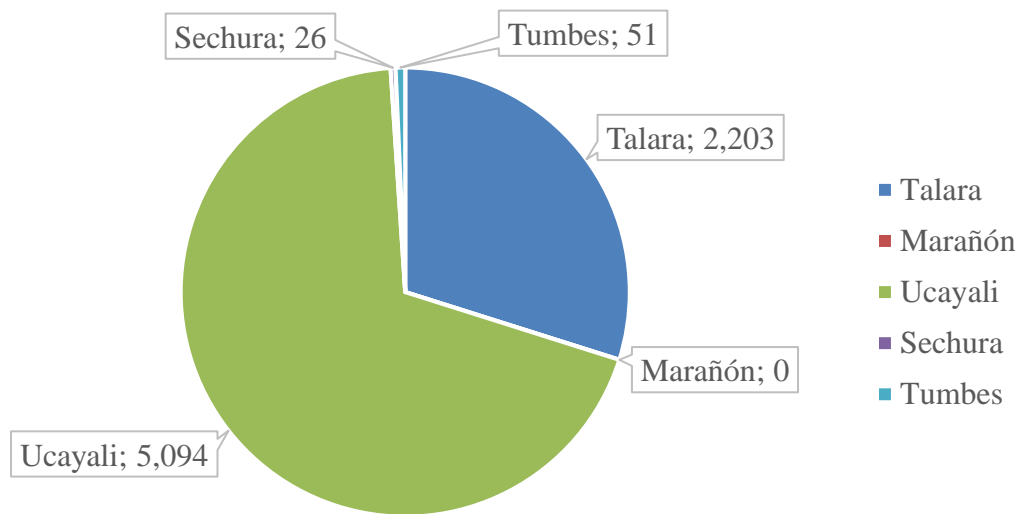


Figura 2.25. Producción acumulada de Gas por Cuenca Sedimentaria, BCF.

[Fuente: Informe Plan de Desarrollo de los Recursos de Hidrocarburos 2017 – 2021]
El cuadro 2.4 muestra el inventario de los volúmenes de reservas y recursos de gas natural a nivel país estimados a diciembre de 2016; por otro lado, la figura 2.26 muestra la evolución de las reservas probadas.

Cuadro 2.4. Framework de Recursos de Gas Natural a nivel país

Total de Gas Original In Situ (BCF) 35,597*	Gas Descubierta	Comercial	Producción Acumulada a diciembre 2016 (BCF) 7,374		
			RESERVAS (BCF)		
		1P	17,948	2P	19,602
				3P	
		Sub Comercial	RECURSOS CONTINGENTES (BCF)		
		3,114	5,117	7,351	
		1C	2C	3C	
		No recuperables			
No descubierta	RECURSOS PROSPECTIVOS (BCF)				
	33,191	42,201	51,910		
	baja estimación	mejor estimación	alta estimación		
	No recuperables				

<-----Rango de Incertidumbre----->

<---Oportunidad en Aumento de ser Comercial--->

[Fuente: Informe Plan de Desarrollo de los Recursos de Hidrocarburos 2017 – 2021]

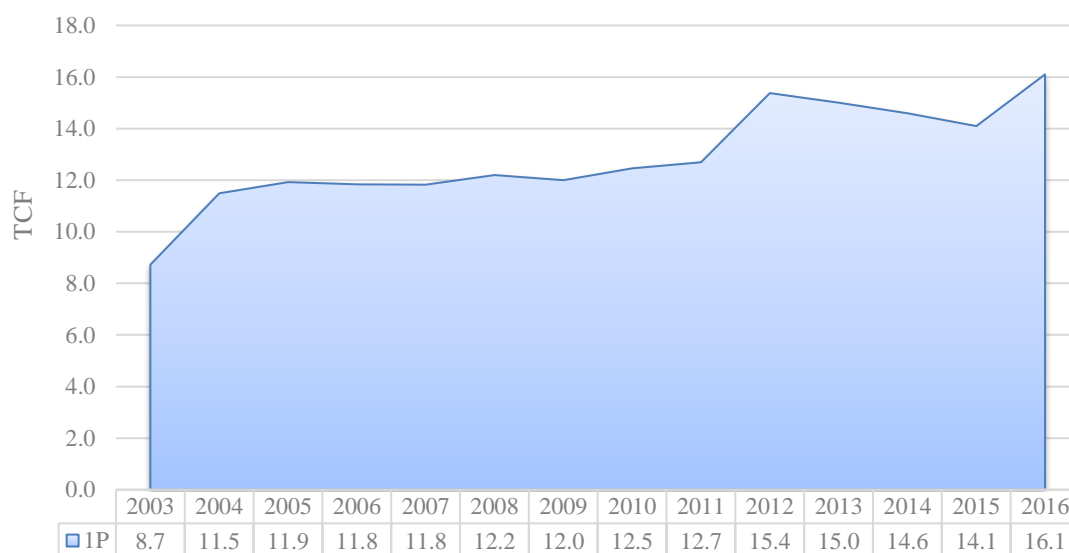


Figura 2.26. Evolución de las Reservas Probadas a nivel país.

[Fuente: Ministerio de Energía y Minas]

a. Reservas probadas de gas natural (1P)

Las reservas probadas de gas natural a nivel país son 16,091 BCF, que comparadas con el 2015 aumentaron en 2,005 BCF (cuadro 2.5), de los cuales la cuenca Ucayali tiene

15,725 BCF que equivalen al 97% de las reservas probadas totales, la cuenca Talara con 270 BCF que equivalen al 1.7% y la cuenca Sechura con 96 BCF que equivale al 0.6% [25]. Asimismo, 15,725 BCF corresponden a la zona Selva, 349 BCF a Costa y 17 BCF al Zócalo [5].

Cuadro 2.5. Reservas Probadas de Gas Natural, BCF.

Año	Probadas
2015	14,086
2016	16,091
Variación	2,005
% Variación	14%

[Fuente: Ministerio de Energía y Minas]

Las reservas probadas de gas al 31 de diciembre del 2016, aumentaron en 2,005 BCF (+14%) en comparación a las reservas del 2015. Las principales variaciones se deben a [5]:

- Producción del año 2016 (494.4 BCF de gas).
- Re-categorización de reservas posible a probadas, debido a la implementación del Plan de Desarrollo del campo Sagari – Lote 57.
- Re-categorización a reservas probadas en el Lote 58, debido a la declaración de comercialidad del Lote.
- Reestimación de volúmenes en base al ajuste en el modelo de simulación del campo Pagoreni – Lote 56.
- Reestimación de volúmenes en base al ajuste en el modelo de simulación del campo Cashiriari – Lote 88.
- Suspensión de proyectos de inversión como trabajos de Workovers.

Desde la perspectiva del interés del Estado, las estimaciones de volúmenes de gas natural del Lote 58 descubiertas en las estructuras Urubamba, Picha, Taini y Paratori, son consideradas reservas, debido a que en noviembre de 2016 CNPC comunicó oficialmente a PERUPETRO S.A. la declaración de descubrimiento comercial de hidrocarburos del Lote 58 y con ello el compromiso de inversión para el desarrollo del Lote, para satisfacer una demanda de empresas eléctricas e industriales del orden de 400 MMSCFD de gas [5].

b. Reservas Probables y Posibles de gas natural

Las reservas probables de gas natural al 31 de diciembre del 2016 se han estimado en 1,857 BCF que comparadas al 31 de diciembre del 2015 disminuyeron en 1,968 BCF. Del total de reservas probables 1,787 BCF corresponden a la zona Selva, 70 BCF a Costa y 0 al Zócalo [5].

Dicho de otro modo, las reservas 2P de gas a diciembre 2016 son 17,948 BCF, de los cuales, la cuenca Ucayali tiene 17,511 BCF que equivalen al 97.6% de las reservas 2P totales, seguido de la cuenca Talara con 334 BCF con un 1.9% y la cuenca Sechura con 103 BCF lo que equivale al 0.5% [25].

Por otro lado, las reservas posibles de gas natural al 31 de diciembre de 2016, se han estimado en 1,654 BCF que comparas a diciembre de 2015 disminuyeron en 317 BCF. Del total de reservas posibles, 1,556 BCF corresponden a la zona Selva, 96 BCF a Costa y 3 BCF al Zócalo [5].

Dicho de otro modo, las reservas 3P de gas natural a diciembre 2016 son 19,602 BCF, de los cuales, la cuenca Ucayali tiene 19,067 BCF que equivalen al 97.3% de las reservas 3P totales, seguido de la cuenca Talara con 366 BCF con un 1.9% y la cuenca Sechura con 169 BCF equivalente al 0.8% [25].

El cuadro 2.6 realiza la comparación entre las reservas probables y posibles de los años 2015 y 2016.

Cuadro 2.6. Reservas probables y Posibles de gas Natural, BCF.

Año	Probables	Posibles
2015	3,825	1,971
2016	1,857	1654
Variación	-1,968	-317
% Variación	-51%	-16%

[Fuente: Ministerio de Energía y Minas]

c. Recursos Contingentes y Prospectivos

A diciembre de 2016, los recursos contingentes de gas natural son 5.1 TCF (5,117 BCF), que corresponden a estructuras geológicas que han sido perforadas y descubiertas, pero que aún no se encuentran en desarrollo (en producción), por factores técnicos, económicos, sociales, ambientales o por aprobación de instrumentos ambientales. Asimismo, corresponden a volúmenes adicionales de los yacimientos en etapa de desarrollo que a la fecha no son rentables económicamente.

La mayor cantidad del estimado de recursos contingentes de gas natural se encuentra ubicado en la Selva, estimándose aproximadamente 3,251 BCF; asimismo, la zona Zócalo con 1,182 BCF y costa con aproximadamente 684 BCF [5].

Por otro lado, los mayores volúmenes contingentes se encuentran en las cuencas de Ucayali y Talara. Véase figura 2.27.

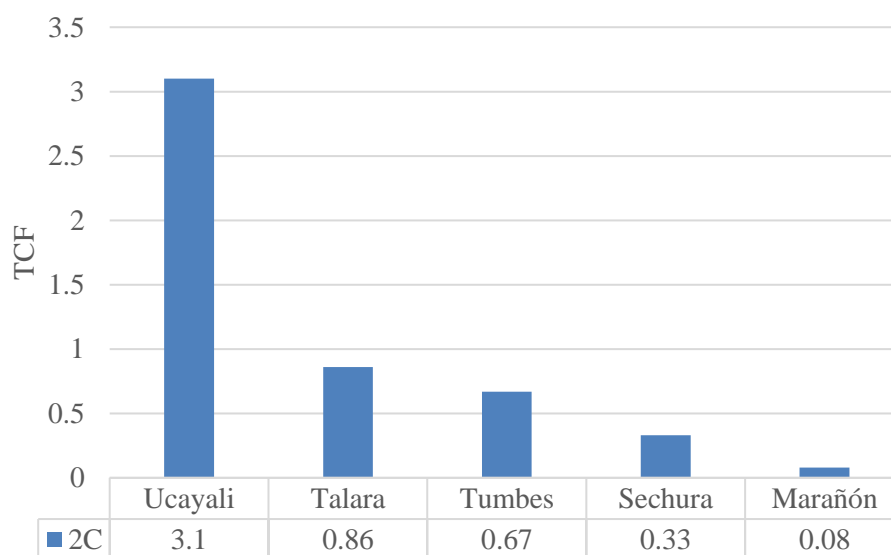


Figura 2.27. Recursos Contingentes de Gas Natural por Cuenca Sedimentaria.

[Fuente: Informe Plan de Desarrollo de los Recursos de Hidrocarburos 2017 – 2021]

En la cuenca Ucayali, los campos Cashiari y San Martín del lote 88 son los que presentan mayores contingencias, debido a la incertidumbre en el volumen de Gas In situ de los reservorios de gas [25].

En la cuenca Talara, los campos San Francisco, San Pedro Este, Yasila, Santa Catalina, Punta Amarillo del lote Z-2B presentan volúmenes no comerciales [25].

En la cuenca Tumbes, los yacimientos Piedra Redonda, Corvina y Albacora del lote Z-1 son los que presentan mayores contingencias debido a la falta de un mercado potencial del gas, revisión de data técnica y ejecución de prueba de pozo para definir comercialidad [25].

Los recursos prospectivos a diciembre 2016 de gas natural son 42.2 TCF (42,201 BCF). La mayor cantidad del estimado de recursos prospectivos de gas natural de lotes en explotación y exploración se encuentra ubicado en la Selva, estimándose aproximadamente 15,806.6 BCF; asimismo, la zona de Zócalo con 3,918.2 BCF, Costa con aproximadamente 1,709.5 BCF, Sierra aproximadamente con 6 BCF y 20,761 BCF provenientes de áreas no operadas [5].

Los mejores prospectos se encuentran en las cuencas Ucayali, Maraón y Madre de Dios. Véase figura 2.28.

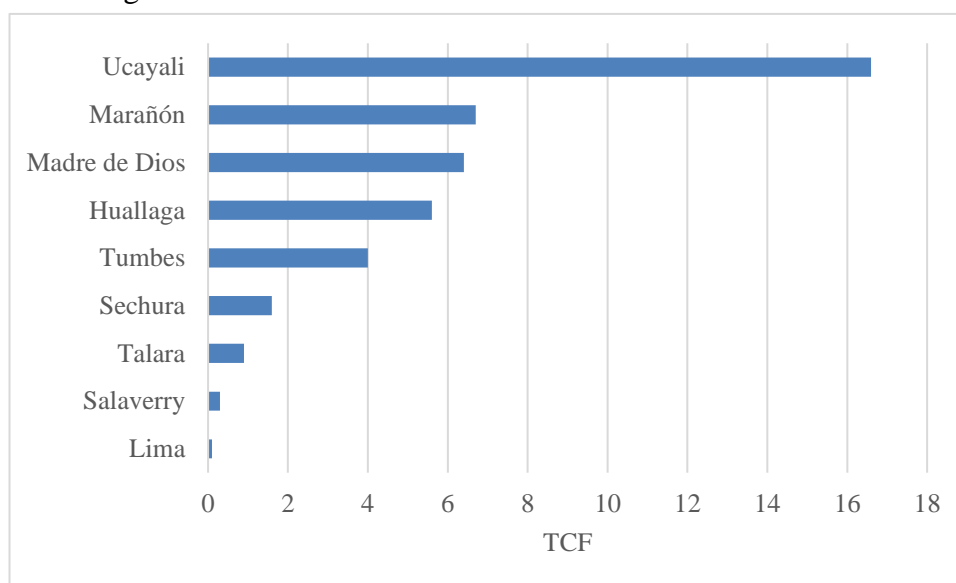


Figura 2.28. Recursos Prospectivos de Gas Natural por Cuenca Sedimentaria.

[Fuente: Informe Plan de Desarrollo de los Recursos de Hidrocarburos 2017 – 2021]

En la cuenca Ucayali, el mayor prospecto pertenece a Zona Triangular del campo San Martín y Nuevas Oportunidades exploratorias en el lote 88. En la cuenca Madre de Dios, el prospecto B6 del lote 76 es el de mayores recursos [25].

El cuadro 2.7 realiza una comparación de los recursos contingentes y prospectivos entre los años 2015 y 2016, ambos con data a diciembre de cada año.

Cuadro 2.7. Recursos Contingentes y Prospectivos de gas Natural, BCF.

Año	Contingentes	Prospectivos
2015	6,247	60,248
2016	5117	42,201
Variación	-1,130	-18,047
% Variación	-18%	-30%

[Fuente: Ministerio de Energía y Minas]

La disminución en los recursos contingentes se debe principalmente a una revisión técnica de los volúmenes de recursos contingentes del Lote z-1 y Lote 57. Por su parte, los recursos prospectivos disminuyeron debido a una revisión y ajuste al factor de riesgo para los recursos prospectivos de áreas no operadas; asimismo, existe una disminución de recursos prospectivos como resultado de la perforación del pozo exploratorio Dahuene – 1X del Lote 76 [5].

d. Pronóstico de Producción de gas natural – Periodo 2017 – 2021

La producción promedio de gas natural del año 2016 en el país fue 1,351 MMSCFD de gas natural. Como se puede observar en el figura 2.29, la producción estimada de gas aumenta hacia el 2021, producto de las actividades programas a realizar durante el periodo 2017 – 2021, estimándose para el 2021 una producción de 1,607 MMSCFD.

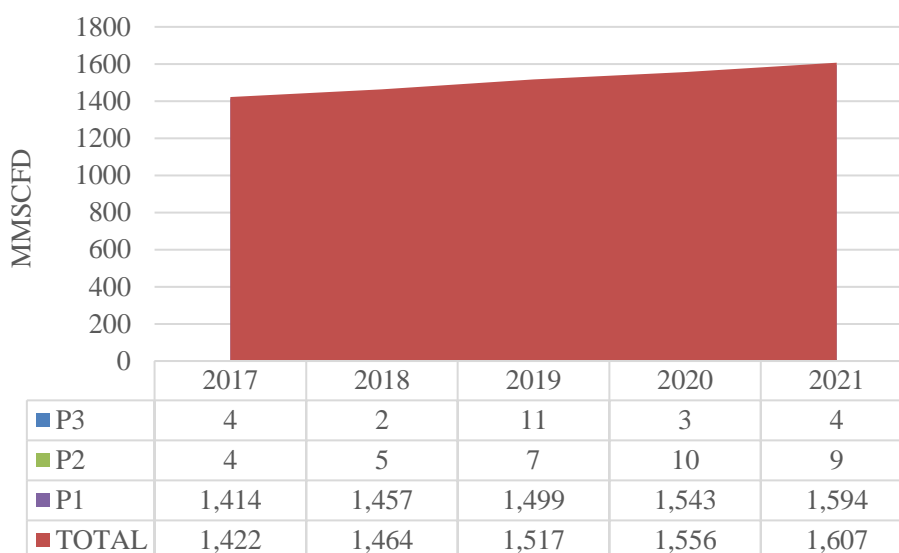


Figura 2.29. Pronóstico de producción de gas natural a nivel país.

[Fuente: Informe Plan de Desarrollo de los Recursos de Hidrocarburos 2017 – 2021]

2.2.4 Oferta de Gas Natural Licuado – Plantas de Licuefacción en el mundo

Qatar (77 MTPA), Australia (56.5 MTPA), Malasia (25.7 MTPA), Argelia (25.3 MTPA) y Nigeria (21.9 MTPA) representan más del 70% de la capacidad nominal de licuefacción del mundo. Solo Qatar posee cerca de una cuarta parte del total. Por otro lado, ningún país ha construido nuevas plantas de licuefacción desde Papua Nueva Guinea en 2014, que trajo el número total de países con capacidad de licuefacción para exportación a 19. La capacidad nominal global de licuefacción fue de 339.7 MTPA para enero de 2017, frente a los 304 MTPA a finales de 2015. Cuatro nuevos proyectos de GNL sumando un total de 31.7 MTPA de capacidad comercial comenzaron sus operaciones a lo largo de 2016: Gorgon LNG T1-2 (10.4 MTPA), GLNG T1-2 (7.8 MTPA) y Australia Pacific LNG T1 (4.5 MTPA) en Australia, así como los dos primeros trenes (9 MTPA) en Sabine Pass en los Estados Unidos. Además, MLNG T9 (3.6 MTPA) en Malasia empezó con sus operaciones comerciales en enero de 2017 [2].

Asimismo, en el 2017 los patrocinadores de proyectos planifican aumentar 47.6 MTPA a la capacidad nominal actual, 50% más que lo sucedido en el 2016: en los Estados Unidos, Australia, Camerún, Malasia, Indonesia y Rusia, donde los dos primeros serán los principales contribuyentes a la nueva capacidad de licuefacción global [2].

Australia tendrá la mayor capacidad de licuefacción del mundo para el 2018 con la puesta en marcha de cinco proyectos, la cual se espera alcance 85 MTPA, por encima de 43.7 MTPA del 2016 [2], en el cual mantuvo su posición de segundo mayor titular con capacidad de GNL, detrás de Qatar.

Estados Unidos será la principal fuente de incremento en la capacidad de licuefacción en los próximos 5 años, seis proyectos están en construcción (57.6 MTPA) en el Golfo de México y la Costa Este. Actualmente en Estados Unidos solo exporta desde dos trenes en Sabine Pass GNL ubicado en la costa del Golfo de los Estados Unidos. Dicho país exportó previamente pequeños volúmenes de LNG del proyecto Kenai LNG en Alaska, pero no lo hizo en el 2016. Vale mencionar que 114.6 MTPA se encuentran en construcción desde enero 2017: 57.6 MTPA en los Estados Unidos, 31.1 MTPA en Australia, Rusia (16.5 MTPA), Malasia (2.7 MTPA), Indonesia (4.3 MTPA) y Camerún (2.4 MTPA) [2].

La figura 2.30 muestra la ubicación de las plantas de licuefacción existentes a enero de 2017. Revísese el Anexo A para mayor detalle de todas las plantas de licuefacción existentes a finales de 2016.

2.2.5 Licenciantes de tecnología para la licuefacción del gas natural

Existen diferentes procesos de licuefacción en el mercado en función del tipo de refrigerante y la cantidad de circuitos que lo compongan.

Actualmente los procesos de Air Products Chemical representan cerca del 70% de tecnologías de licuefacción implementadas en plantas de GNL existentes. El proceso APC-C3MR tiene la mayor participación con un 39%, seguido por los procesos AP-X (10%) y APC-C3MR/Split MR™ (20%). Por otro lado, el proceso ConocoPhillips Optimized Cascade®, el cual verá un fuerte crecimiento en su uso con ocho trenes de licuefacción (35.9 MTPA) en construcción desde enero del 2017 [2], representa un 24% en plantas de GNL existentes. Véase figura 2.31.

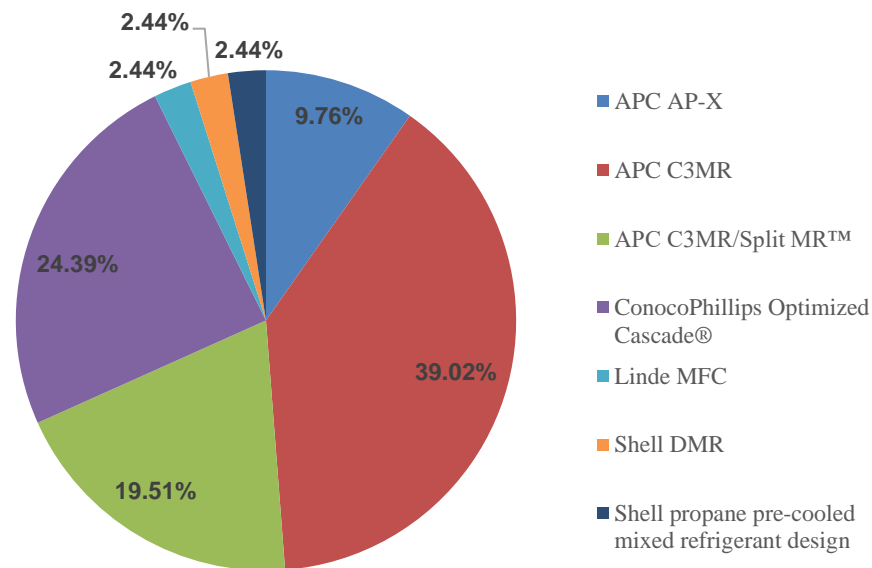


Figura 2.31. Procesos de Licuefacción implementados en Plantas de GNL existentes – 2016.

[Fuente: International Gas Union – Elaboración Propia]

La figura 2.32 muestra la preferencia, entre 1997 y 2016, del uso del proceso APC-C3MR en la ejecución de 23 proyectos de GNL, seguido del proceso ConocoPhillips Optimized Cascade® en 16 proyectos.

Asimismo, la figura 2.33 muestra la implementación de los procesos de licuefacción por año en proyectos desarrollados en los últimos 20 años, ya sea por el aumento en la capacidad de producción de GNL (mayor número de trenes de licuefacción) o por la instalación de plantas de gas natural licuefactado.

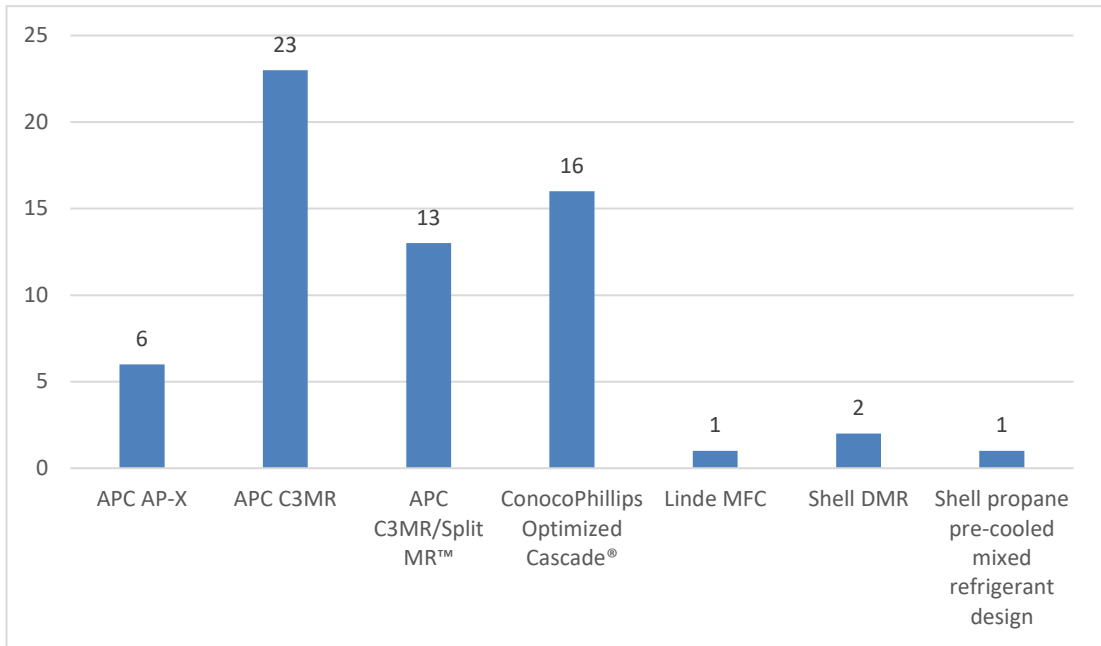


Figura 2.32. Cantidad de Proyectos por procesos de licuefacción. 1997 – 2016.

[Fuente: International Gas Union, LNG Report – 2017 Edition]

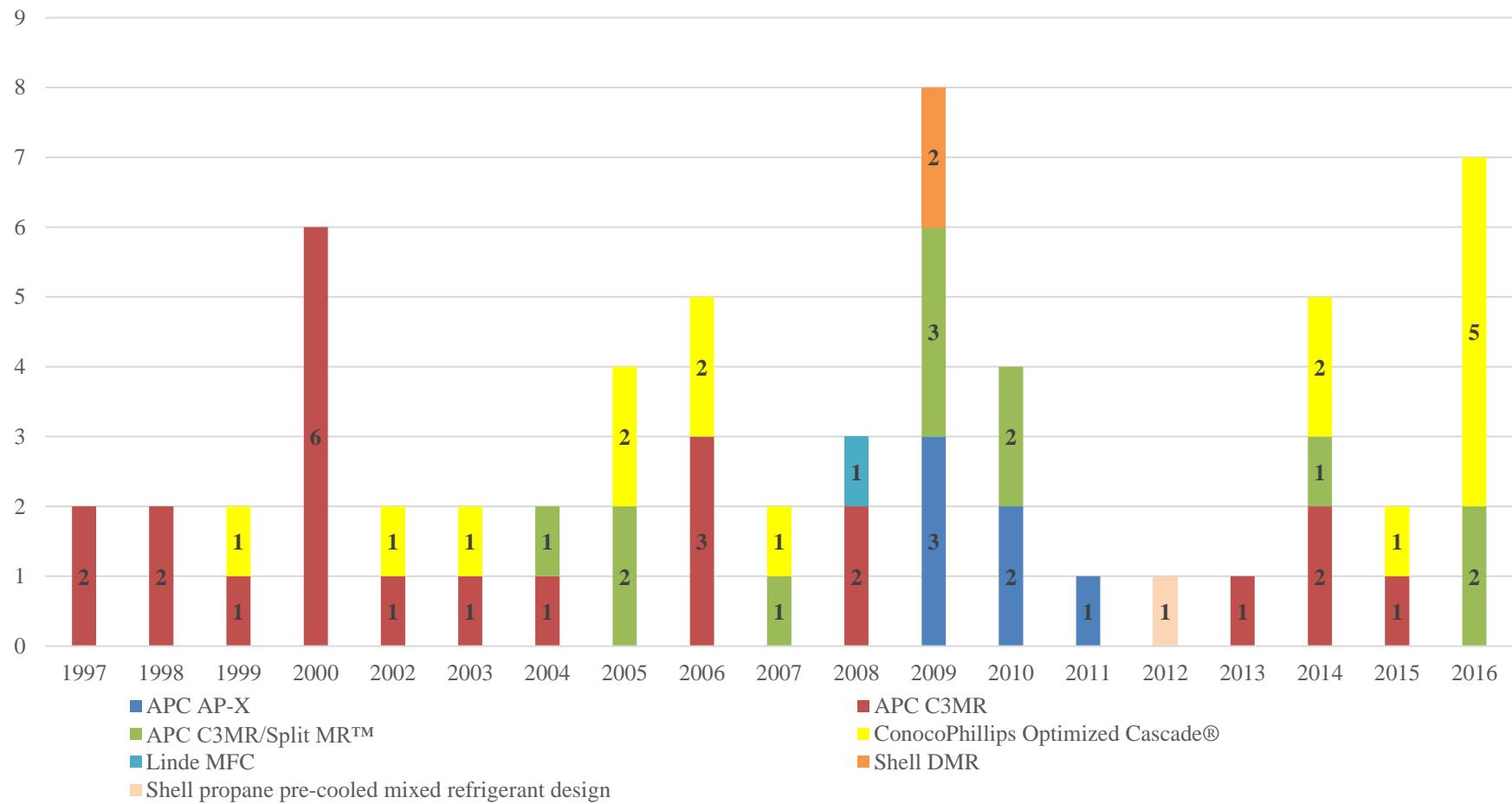


Figura 2.33. Procesos de Licuefacción en los últimos 20 años.

[Fuente: IGU + Elaboración Propia]

Según lo analizado en párrafos anteriores, para la ejecución del presente proyecto de investigación, se considerará el uso de la tecnología APC-C3MR o APC-C3MR/Split MR™, debido a que son los de mayor uso en los procesos Air Products Chemical, estableciendo así la confianza para el desarrollo del estudio. El cuadro 2.8 presenta las tecnológicas usadas según la capacidad de cada tren de licuefacción, donde prevalece el proceso AP-C3MR™ para trenes con capacidades menores a 2 MTPA y superiores a 1 MTPA.

Cuadro 2.8. Procesos de Air Products Chemical de acuerdo a la capacidad del Tren de Licuefacción.

Ubicación	Capacidad del Tren (MTPA)	Número de Trenes	Capacidad Total (MTPA)	Proceso Air Products
Libia	0.8	4	3.2	AP-SMR™
Brunei	1.3	5	6.5	AP-C3MR™
Abu Dabi	1.7	2	3.4	AP-C3MR™
Algeria				
Arzew GL1Z	1.3	6	7.8	AP-C3MR™
Arzew GL2Z	1.4	6	8.4	AP-C3MR™
Indonesia				
Arun	2.0	6	12	AP-C3MR™
Donggi	2.0	1	2	AP-C3MR™
China				
Ningxia Hanas	0.4	2	0.8	AP-SMR™
ShaanXi Yangling	0.5	1	0.5	AP-SMR™
Fengzhen City Wanjie Gas	0.3	1	0.3	AP-SMR™

[Fuente: Air Products]

a. Proceso APC-C3MR

El proceso refrigerante de propano pre-enfriado multi-componente de Air Products and Chemicals, Inc., emplea dos ciclos de refrigeración para enfriar y licuar el gas de alimentación. El gas de alimentación primero es pre-enfriado empleando refrigerante de propano en cuatro niveles de presiones descendientes. Después de haber sido enfriado por el refrigerante, el gas de alimentación entra al intercambiador principal de calor criogénico. En este intercambiador de calor el gas es enfriado aún más y es totalmente condensado por refrigerantes mixtos. El GNL sub-enfriado que sale del intercambiador principal de calor criogénico es reducido en presión por una válvula de

control y luego es enviado al tanque de almacenamiento de GNL. El GNL que entra a los tanques tiene una presión de 1.08 bar y una temperatura de $-163.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ [28].

Circuito de Propano

El vapor de propano proveniente del intercambiador de calor en cada nivel de presión es alimentado al compresor de propano en cuatro etapas; a una presión alta-alta (PAA), presión alta (PA), presión media (PM), presión baja (PB), donde es comprimido a 15 bares aproximadamente. El refrigerante de propano es enfriado y condensado a una temperatura de $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ empleando aire antes de ser devuelto a los numerosos intercambiadores de calor con refrigerante de propano. La refrigeración de propano es proporcionada en los cuatro niveles de temperatura siguientes [28]:

- Nivel de Refrigeración de Propano de Presión Alta-Alta que opera a $12.61\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 6.85 bar.
- Nivel de Refrigeración de Propano de Presión Alta que opera a $5.01\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 4.06 bar.
- Nivel de Refrigeración de Propano de Presión Media que opera a $-20.55\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 2.39 bar.
- Nivel de Refrigeración de Propano de Presión Baja que opera a $-36.25\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 1.30 bar.

Circuito de Refrigerante Mixto

La refrigeración a baja temperatura es proporcionada por un sistema de refrigerante mixto en circuito cerrado. Esta mezcla de nitrógeno (N_2), metano (C1), etileno (C2-), etano (C2) y propano (C3) es empleada para licuar y sub-enfriar el gas de alimentación en el intercambiador principal de calor criogénico. El Refrigerante Mixto es comprimido desde 4.7 bar en tres etapas de la siguiente manera:

- Refrigerante Mixto de Presión Baja en 20 bar.
- Refrigerante Mixto de Presión Media en 20.1 bar.
- Refrigerante Mixto de Presión Alta a 59.5 bar.

El ciclo de compresión de refrigeración mixta será accionado por un turbogenerador a gas de Estructura 7 y un motor auxiliar que accionará al compresor de refrigerante mixto de presión baja y al compresor de presión media. El compresor de Refrigerante Mixto de presión alta es accionado por el mismo turbogenerador de gas de Estructura 7 y el motor auxiliar que propulsa el Compresor de Propano. Después de la

compresión, el refrigerante mixto será pre-enfriado a $-35.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ por las cuatro etapas de refrigeración de propano en paralelo con el enfriamiento del gas de alimentación. El refrigerante mixto pre-enfriado es separado en una corriente líquida y una de vapor empleando un separador flash; luego ambas corrientes fluyen por el intercambiador de calor criogénico principal donde la corriente de líquido es extraída en la primera sección para ser expandida y retornar por el lado de la carcasa. La corriente gaseosa continúa su recorrido hasta el tope del intercambiador de calor principal donde de igual manera es expandida y enviada por el lado de la carcasa. Dentro de la carcasa del intercambiador ambas corrientes se mezclan nuevamente y son calentadas hasta la vaporización total de la mezcla para posteriormente pasar al proceso de compresión. El gas de alimentación se enfría a $-163.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ obteniéndose así el GNL para su envío a los tanques de almacenamiento. La restitución del refrigerante mixto se efectúa desde el gas de alimentación que contiene la mayor parte de metano con cierta cantidad de etano y nitrógeno. La restitución de nitrógeno es efectuada por un paquete de separación de aire [28].

La figura 2.34 muestra el proceso simplificado de la tecnología APC-C3MR™, asimismo, la figura 2.35 indica que el ciclo de Refrigerante Mixto enfría las 2/3 del total del proceso de licuefacción.

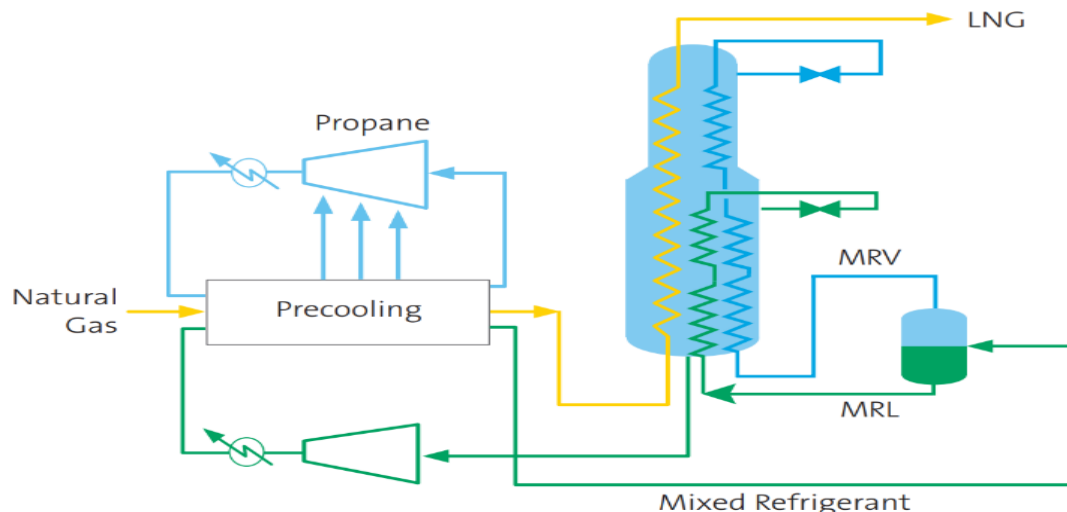


Figura 2.34. Proceso de licuefacción AP-C3MR™

[Fuente: Air Products]

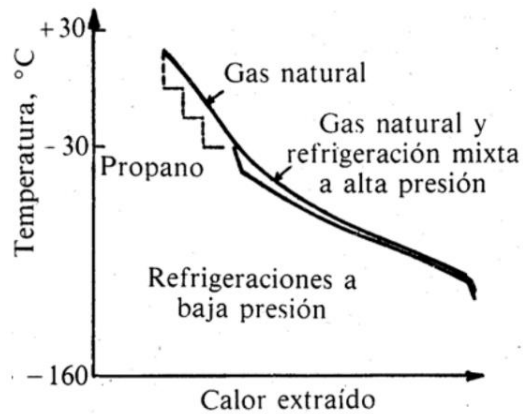


Figura 2.35. Evolución del proceso AP-C3MR™

[Fuente: Estudio de Factibilidad para la Distribución de Gas Natural Licuado a Clientes Industriales en el Norte del Perú]

En resumen, el proceso AP-C3MR implementa las siguientes zonas en una planta de licuefacción [15]:

Tanque separador de gotas: El gas natural ingresa a una temperatura aproximada de 21 °C y presión de 123 bar (caso PERU LNG). Luego de medir el flujo y temperatura del gas, este pasa por el Tanque Separador, donde se recuperan cantidades mínimas de líquidos que pudieran ser arrastrados por el gas.

Zona de utilidades: Al salir del Tanque separador, parte del gas natural se deriva hacia la zona de utilidades, donde pasa por turbo generadores. El resto del gas natural continúa su camino hacia el tren de proceso.

Tren de proceso: Aquí el gas natural pasa por tres tratamientos y uno de pre-enfriamiento. En el primer tratamiento se elimina el dióxido de carbono, un contaminante corrosivo para los equipos del proceso. En el segundo, el gas se deshidrata para eliminar el agua o la humedad que podría solidificarse y obstruir los sistemas del proceso. En el tercer tratamiento, se elimina el mercurio para proteger el material de aluminio de los equipos criogénicos. Si bien el gas natural proveniente de Camisea no contiene mercurio en su composición, se contará con este tratamiento a modo de prevención. En la etapa de pre-enfriamiento, mediante el intercambio con propano, se produce una reducción de temperatura (hasta -36 °C) previo al proceso de licuefacción.

Intercambiador criogénico de calor: de igual manera que en el pre-enfriamiento con propano, se produce el enfriamiento y sub-enfriamiento del gas mediante una mezcla de refrigerantes (metano, etano, etileno, propano y nitrógeno) que circula por los tubos

del intercambiador hasta su operación. La temperatura en el interior del intercambiador baja hasta $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$ y el gas natural sale en estado líquido y una presión cercana a la atmosférica.

Tanques de almacenamiento: el gas natural licuado se almacena en estos tanques hasta su despacho a los buques metaneros. La capacidad de cada tanque depende de la capacidad de procesamiento de la planta.

2.2.6 Factores que influyen en el desarrollo de Proyectos de GNL

Al igual que con otros grandes proyectos de infraestructura, las plantas de licuefacción se enfrentan a una variedad de riesgos comerciales, políticas, regulaciones y macroeconómicos que pueden afectar el ritmo del desarrollo del proyecto. En el caso de proyectos de licuefacción estos incluyen aspectos económicos del proyecto, políticos y geopolíticos, regulación ambiental, prioridades de socios y capacidad de ejecución de los socios, ciclos comerciales, necesidades internas de gas y competencia de combustibles, disponibilidad de materia prima y cambios comerciales y de contratación, tal es así que en el 2016 varios proyectos que enfrentan tales riesgos se retrasaron o han sido cancelados [2].

Economía del Proyecto

Contratos a largo plazo que permiten un rendimiento suficiente generalmente sirven como soporte para el financiamiento de los proyectos de LNG. Altos costos de proyectos o cambios en el precio de mercado pueden tener un gran impacto sobre cuándo o si un proyecto es permitido, y sobrecostos posteriores a la decisión final de inversión (FID por sus siglas en inglés) pueden afectar los retornos proyectados.

Política, geopolítica y regulación ambiental

Existe riesgo político y regulatorio tanto en países desarrollados como en regiones de licuefacción en desarrollo, aunque riesgos geopolíticos significativos y la inestabilidad tienden a estar más asociados con mercados en desarrollo.

Varias regiones desarrolladas tienen regulaciones estrictas y procesos de aprobación ambiental para proyectos de licuefacción, lo que puede llevar mucho tiempo y ser costoso. Las aprobaciones regulatorias pueden ser costosas y esto se extiende a la aprobación del desarrollo upstream y la construcción de ductos. La oposición ambiental local, incluso de grupos indígenas, también puede surgir. Por ejemplo, permisos ambientales en estados unidos han tomado casi dos años o más. Otros países, como Tanzania, todavía están desarrollando regulaciones y marcos legislativos para el

GNL con el fin de proporcionar mayor certeza en los patrocinadores de los proyectos. Este proceso gobernará el ritmo de desarrollo del proyecto.

La inestabilidad política y las sanciones pueden afectar los proyectos tanto antes del FID y mientras están en funcionamiento. Ello ha retrasado el desarrollo en la capacidad de licuefacción adicional en Nigeria y varios de otros países. La guerra civil en curso ha detenido operaciones desde principios del 2015 en Yemen LNG

Los permisos pueden tomar mucho tiempo. Gobiernos federales o locales pueden que no apoyen en las exportaciones y puedan imponer impuestos adicionales a los proyectos de LNG o establecer requerimientos estrictos del contenido local.

Prioridades de los asociados

No todos los miembros están igualmente comprometidos con el proyecto y enfrentan diferentes limitaciones dependiendo de su respectivo portafolio. Asegurar un alineamiento antes del FID podría ser difícil.

Capacidad de ejecución

Los socios deben tener las capacidades técnicas, operativas financieras y logísticas para poder ejecutar completamente un proyecto. Ciertos proyectos complejos pueden presentar adicionales dificultades técnicas que puedan afectar la viabilidad del proyecto.

Ciclo económico

Grandes tendencias económicas (por ejemplo, la disminución de los precios del petróleo, las desaceleraciones económicas) podrían limitar el interés o disposición de los desarrollares de continuar con el proyecto.

Disponibilidad de materia prima

La disponibilidad general del gas para alimentar los proyectos de LNG puede estar limitada por las características técnicas de los campos asociados o los requerimientos de ductos a largas distancias.

Competencia entre combustibles

El interés en un proyecto puede disminuir si los desarrolladores del proyecto o los mercados finales en su lugar buscar desarrollar o consumir gas provenientes de gasoductos o combustibles competidores, incluyendo el carbón, petróleo o energías renovables.

Requerimiento interno de gas

Los países con alta o creciente demanda de gas pueden optar por usar el gas nacional en lugar de las exportaciones. Esto a menudo resulta en nuevos o existentes proyectos

de licuefacción, para dedicar así una parte de la producción a satisfacer la demanda interna. En algunos casos, también puede limitar la vida de los proyectos existentes.

Comercialización y contratación

Desarrolladores de los proyectos generalmente necesitan asegurar compradores de LNG a largo plazo para una gran porción de la capacidad del proyecto, antes de ejecutar el mismo. La dinámica del mercado o incierta evolución puede dificultar esta tarea. Por otro lado, los contratos a corto plazo se han vuelto cada vez más comunes en el mercado de GNL por parte de nuevos compradores.

2.2.7 Terminales de regasificación

La capacidad global de regasificación ascendió a 776.8 MTPA repartidas en 34 países a finales del 2016, lo que significó un aumento de 22.4 MTPA que el registrado en el año 2015. Asimismo, se agregaron 17.8 MTPA a fines de enero del 2017, por el inicio de operaciones comerciales en Francia, Corea del Sur y Turquía, actualizando así a 795 MTPA la capacidad global de regasificación [2].

La nueva capacidad de regasificación provino en su mayoría de países ya establecidos en el mercado de GNL, como Japón, China, India y Francia. Por su parte, Polonia importó por primera vez al iniciar operaciones comerciales a mediados del año 2016, Abu Dhabi, de los Emiratos Árabes Unidos, desarrolló su primera terminal de regasificación del tipo FSRU, y Colombia, nuevo participante en el mercado de GNL, recibió su primera carga en noviembre de 2016.

Por otro lado, las Unidades Flotantes de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) ascendió en 6 MTPA (+8%) a nivel global entre diciembre de 2014 y enero de 2017, obteniéndose 83 MTPA en capacidad de regasificación en las FSRUs [2].

La mayor concentración en capacidad de regasificación a enero del año 2017 se encuentra en Japón (197 MTPA), seguido de Estados Unidos con (129 MTPA) y Corea del Sur en tercer lugar (101 MTPA). La figura 2.36 muestra la capacidad de regasificación por país y la figura 2.37 muestra la ubicación de los terminales de regasificación a nivel global. Para mayor detalle véase el Anexo B.

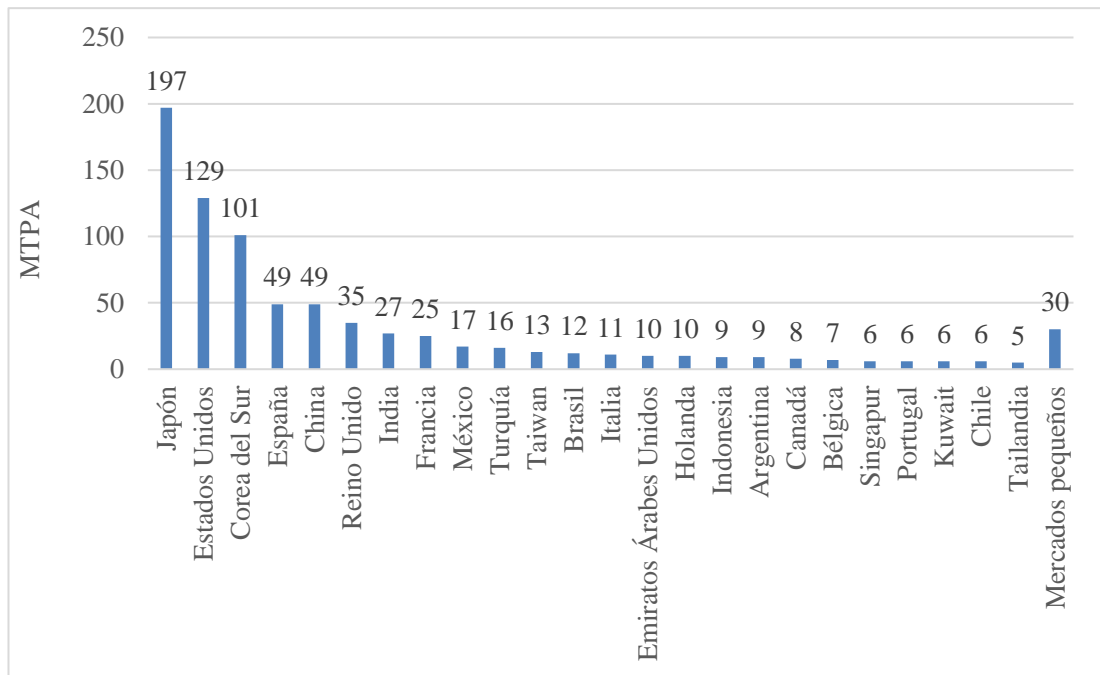


Figura 2.36. Capacidad de regasificación por país – Enero 2017.

[Fuente: International Gas Union, LNG Report – 2017 edition]

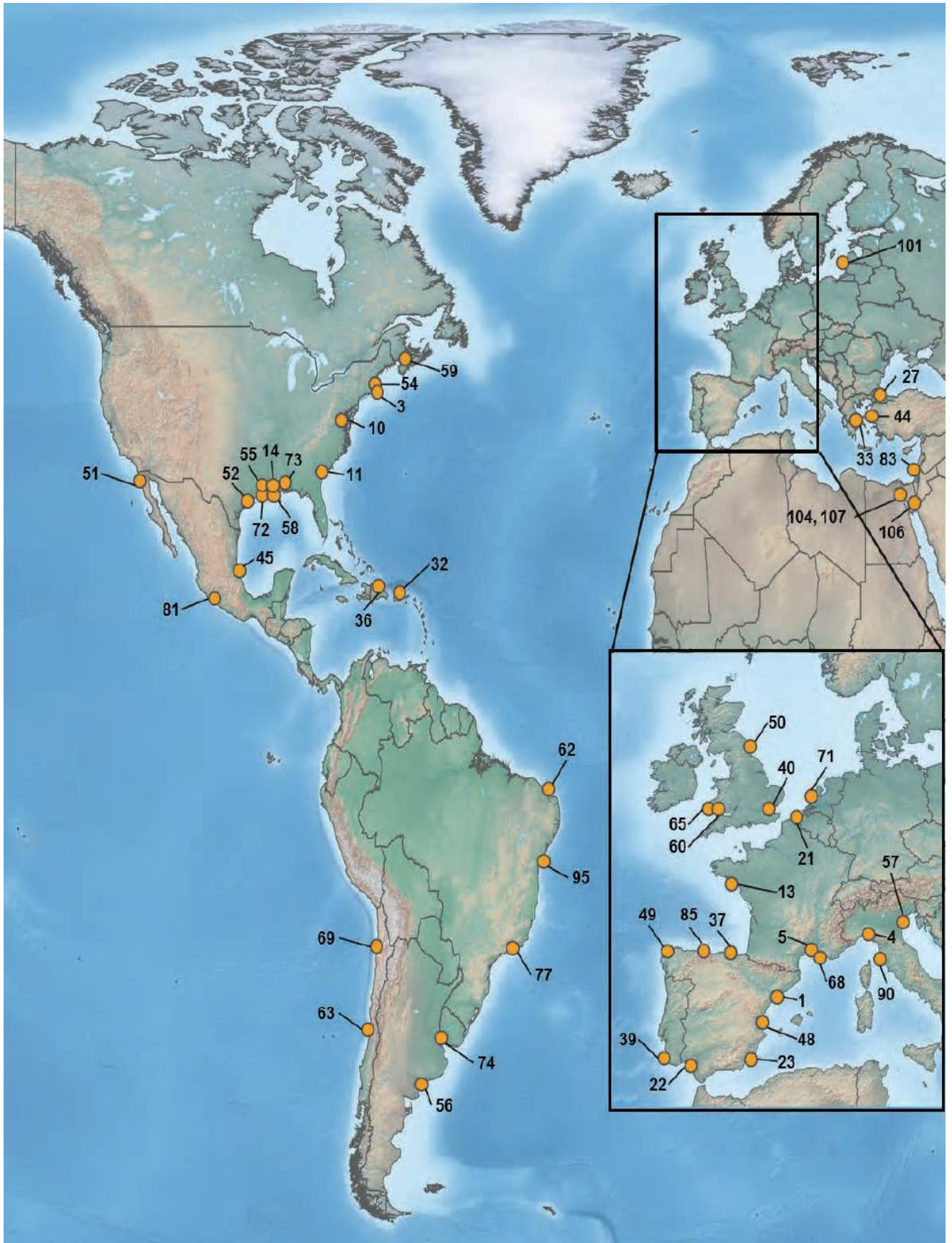


Figura 2.37. Plantas de regasificación a nivel global – 2015

[Fuente: International Gas Union, LNG Report – 2016 edition]

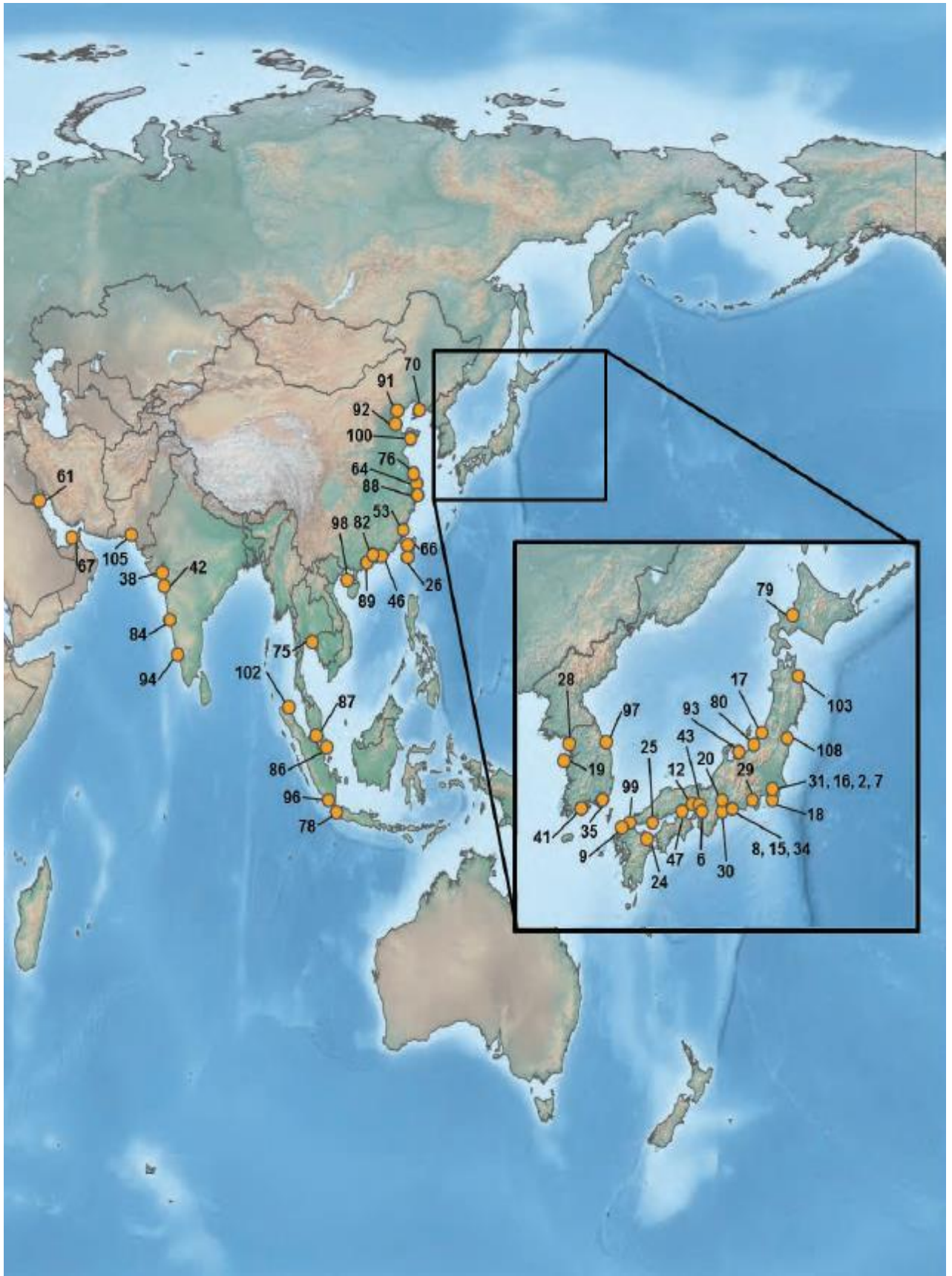


Figura 2.37. Plantas de regasificación a nivel global – 2015 (Continuación)

2.2.8 Lotes para el suministro de Gas Natural

Los Lotes 88 y 56 suministran cerca del 86 % de la producción nacional de gas natural, pero la producción del lote 88 es destinado para uso interno, según Contrato de Licencia aprobado por D.S. N° 021-2000-EM.

A continuación, se detallan los posibles lotes de suministro de gas natural para la planta de licuefacción.

Lote 88: El Lote 88 se encuentra ubicado en la cuenca de Ucayali, con un área de 82,803.521 ha y actualmente es operado por PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A.. Según el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos – 2016 del Ministerio de Energía y Minas, el Lote 88 posee 9.73 TCF de reservas probadas. En el año, 2012, mediante D.S. N° 008-2012-EM, se encargó a PERUPETRO S.A. realizar las acciones necesarias para modificar el contrato de licencia y destinar la totalidad del gas natural a abastecer la demanda del mercado nacional. El 27 de julio de 2014, se suscribió el D.S. N° 023-2014-EM en donde el Estado autorizó a PERUPETRO S.A. a suscribir dicha modificación con el Contratista. Según lo mencionado anteriormente, se solicitará a los titulares del Lote 88 entregar volúmenes de gas natural únicamente para el consumo local o cuando se utilice o consuma de alguna otra manera en el proceso de producción de GNL.

Lote 56: El Lote 56 se encuentra ubicado en la cuenca de Ucayali, con un área de 58,500.00 ha y actualmente es operado por PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A.. Según el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos – 2016 del Ministerio de Energía y Minas, el Lote 56 posee 2.1 TCF de reservas probadas. El contrato de Licencia del Lote 56 se suscribió el 7 de setiembre de 2004 entre el Estado peruano y el Consorcio Camisea. El contrato establece que la totalidad de gas proveniente del lote 56, es destinado a la exportación. De lo mencionado anteriormente, se estima que parte del gas natural producido en el Lote 56 servirá como suministro para El Proyecto.

Lote 57: El Lote 57 se encuentra ubicado en la cuenca de Ucayali, con un área de 287,102.80 ha y actualmente es operado por REPSOL EXPLORACIÓN PERÚ, SUC. DEL PERÚ. Según el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos – 2016, el lote 57 posee 1.65 TCF de reservas probadas. El Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote 57 fue aprobado por D.S. N° 043-2003-EM. Asimismo, el Ministerio de Energía y Minas informó que los volúmenes de gas natural encontrados en el Lote 57 serán suficientes para reemplazar los 2,5 TCF de gas del Lote 88 que estuvieron en condición de garantía para concretar el proyecto de

exportación del hidrocarburo licuado. En resumen, parte del gas natural proveniente del Lote 57, será destinado como suministro para la realización del proyecto.

Lote 58: El Lote 58 se encuentra ubicado en la cuenca de Ucayali, con un área de 340,133.72 ha y actualmente ha sido adjudicado a CNPC PERU S.A.. El Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos – 2016, indica que el Lote 58 posee 2.19 TCF de reservas probadas. El gas proveniente de este lote, puede ser utilizado para el suministro de plantas petroquímicas o para exportación. Con el descubrimiento del Lote 58, queda garantizada el suministro de materia prima para el desarrollo de las actividades.

2.2.9 Dimensionamiento del Proyecto y localización de las instalaciones

a. Capacidad de procesamiento

La capacidad de la Planta depende directamente de la producción nacional de gas natural así como de las reservas probadas. El cuadro 2.9 presenta las reservas probadas de gas natural en los Lotes 56, 57, 58 y 88.

Cuadro 2.9. Reservas Probadas de Gas Natural de los posibles lotes para suministro al Proyecto – 2016.

Compañía	Lote	Reservas probadas (BCF)
PLUSPETROL CORP.	56	2,110.5
	88	9,731.6
REPSOL	57	1,650.5
CNPC	58	2,080.0

[Fuente: Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2016 – MINEM]

El cuadro 2.10 presenta el promedio de producción diario de gas natural por Lote hasta el 31 de diciembre de 2016.

Cuadro 2.10. Producción fiscalizada de gas natural por Lote – 2016.

LOTE	PROMEDIO (MMSCFD)
56	450.76
88	705.98
57	135.32
58	--

[Fuente: Informe Mensual Diciembre 2016 – PERUPETRO]

Como se mencionó anteriormente, la producción del Lote 88 es destinado para consumo interno, por ello no se considerará en el cálculo de la capacidad de la Planta. Asimismo, el cuadro 2.10 indica que el Lote 58 aún no produce gas natural, pero se considerará una producción similar (400 MMSCFD) al lote 56 debido a que poseen la misma cantidad de reservas probadas, dando así una producción total de GN para exportación de 986.08 MMSCFD.

Considerando que PERU LNG posee una capacidad de procesamiento de 620 MMSCFD, existiría una producción de GN de 366.08 MMSCFD en exceso. De ello se estima que la capacidad máxima de procesamiento de la planta es de 350 MMSCFD. Adicionalmente, la capacidad actual del ducto de TGP es de 1540 MMSCFD, para un transporte de gas natural diario de aproximadamente 1300 MMSCF en concordancia con la figura 2.3, por lo cual existe un volumen de 240 MMSCFD sin un destino específico que hagan uso de los Lotes ya estudiados.

Futuros proyectos de GN en el Perú:

Otro factor importante a considerar son los futuros proyectos de inversión privada como es el caso de la multinacional Wartsila, que desarrollará dos plantas de GNL para el año 2021 con el fin de masificar el gas natural para su uso interno. Dichas plantas poseerán capacidades de hasta 7 MMSCFD de procesamiento de gas natural. Actualmente en la región Piura se encuentra en construcción un proyecto similar denominado Estación de Licuefacción de Gas Natural que posee una capacidad de procesamiento de 2.8 MMSCFD, a cargo de la empresa Lantera Energy S.A.C. y el gas natural será suministrado por medio de un ducto de uso propio desde la Central Termoeléctrica Tablazo propiedad de Sudamericana de Energía. Este último proyecto no afectará la capacidad del presente Proyecto en estudio.

En cuanto a proyectos de GNC (Gas Natural Comprimido) no se han establecido proyectos futuros, sin embargo existen proyectos de GNC ya ejecutados que en su mayoría son abastecidos por la empresa Calidda, la cual distribuye gas natural en Lima y Callao. La figura 2.38 presenta lo analizado hasta el momento.

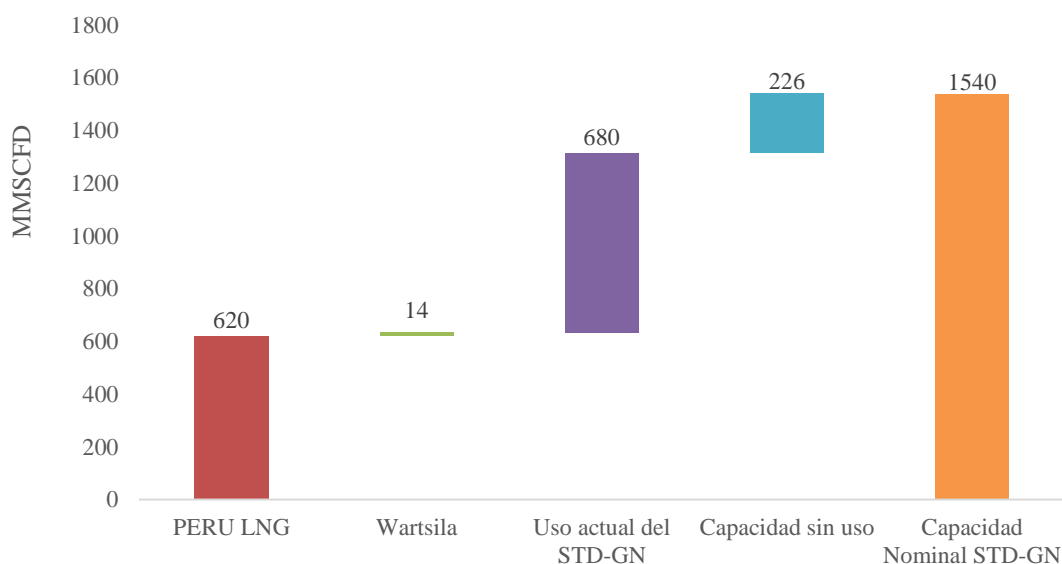


Figura 2.38. Capacidad del STD-GN sin uso.

[Elaboración propia]

b. Localización

Para el proceso de selección del lugar, se identificó lugares potenciales (Distrito de Asia y Pampa Melchorita) empleando los siguientes parámetros y criterios:

- Evaluar lugares costeros potenciales. Los criterios de selección inicial requerirán un terreno mínimo de 100 hectáreas.
- Descartar todos los lugares que tengan áreas con un alto grado de sensibilidad socio-ambiental.
- Descartar todas las áreas densamente pobladas.
- Identificar terrenos despejados en la costa, con una distancia mínima desde la orilla hasta una profundidad de por lo menos 18 m en el mar y una altitud de por lo menos 20 m sobre la costa con el fin de mitigar los efectos de amenaza de tsunami.
- Excluir áreas donde la preparación del terreno implique dificultades considerables.
- Excluir áreas con potencial de licuefacción del suelo por causa de sismo, inestabilidad del suelo debido a movimientos del suelo y lo más importante, ninguna cercanía a fallas y suelos sísmicamente inestables debido a las zonas de alta sismicidad (terremotos) presente en Perú.

- Excluir áreas donde se requerirá un dragado significativo.
- Dar preferencia a las condiciones oceánicas apropiadas para operaciones seguras de atraque de buque-tanques.

La metodología a usar para la determinación de la localización será la calificación por puntos que se fundamenta en la identificación, calificación y evaluación ponderada de los factores que inciden en la localización del proyecto con base a los criterios antes mencionados, luego del cual tendremos un orden de prioridades. El cuadro 2.11 presenta los factores y subfactores de mayor incidencia sobre la ubicación del Proyecto.

Cuadro 2.11. Factores y subfactores para la localización de la planta.

N°	Factores	Subfactores
1	Terreno	Área mínima de 100 hectáreas en la costa peruana, específicamente al sur de Lima
		Altitud de por lo menos 20 m sobre la costa con el fin de mitigar los efectos de amenaza de tsunami
		Movimiento de tierras y obras civiles
		Sismicidad del lugar
2	Materia Prima	Cercanía al ducto de TGP.
3	Riesgo Social y Ambiental	Baja sensibilidad socio-ambiental.
		Baja Densidad poblacional.
4	Despacho de GNL	Facilidades de dragado
		Condiciones oceánicas apropiadas para operaciones seguras de atraque de buque-tanques.
		Profundidad del mar por lo menos 18 m considerando distancia mínima hacia la orilla

[Elaboración propia]

La evaluación comparativa es realizada en base a un puntaje asignado (P) sobre los subfactores seleccionados, afectado por un peso relativo para obtener una calificación por subfactor (I), la escala de puntuación usada es: malo = 1, regular = 2, normal = 3, bueno = 4 y muy bueno = 5. Los resultados de la calificación de subfactores son mostrados en el Anexo C y en base a estos resultados se calificaron los factores

siguiendo el criterio de puntaje por el peso de cada factor, obteniéndose de esta forma el puntaje final para cada lugar propuesto.

2.2.10 Transporte de Gas Natural

La ejecución del Proyecto ha considerado la instalación de un gasoducto con el fin de abastecer gas natural de forma interrumpible y firme. Para la instalación del gasoducto es necesario la implementación de una válvula de derivación sobre el Sistema de Transporte de Gas Natural por Ductos; además se instalará una Estación de Regulación y Medición (ERM) que regulará la presión a 75 barg, debido a que la presión de entrega por parte de TGP es aproximadamente 110 barg y la presión de operación de la Planta de LNG es de 72.1 barg.

En adición, el gasoducto se diseñará en conformidad con los códigos, normas y especificaciones señaladas en el cuadro 2.12.

Cuadro 2.12. Códigos, normas y especificaciones para el diseño de gasoductos.

Código/Norma	Título
ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping System
API 5L	Specification for Line Pipe
API 6D	Specification for Pipeline (Gate, Plug, Ball, and Check Valves)
API 1102	Recommended Practice 11002, "Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways"
API 1104	Welding of Pipelines and related Facilities
ASME/ANSI B16.6	Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME/ANSI B16.9	Factory Made Wrought Steel Buttwelding Fitting
ASME/ANSI B16.25	Buttwelding Ende
MSS-SP-44	Steel Pipeline Flanges
MSS-SP-74	Specification for High Test Wrought Buttwelding Fittings
NACE RP0169	Control of External Corrosion on Underground of Submerged Metallic Piping Systems
D.S. N° 081-2007-EM	Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos

[Elaboración propia]

Para el dimensionamiento del gasoducto se hará uso de la Ecuación de Weymouth (2.1), la cual es usada cuando se trabaja a altas presiones, alto índice de flujo y

diámetros grandes. Esta fórmula calcula directamente el caudal a través de la tubería considerando valores como la gravedad del gas, compresibilidad, presiones de entrada y salida, diámetro de la tubería y longitud.

$$Q = 433.5E \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{GT_f L_e Z} \right)^{0.5} D^{2.667} \quad (2.1)$$

Donde:

Q = flujo volumétrico de GN, SCFD.

E = pipeline efficiency, a decimal value less than or equal to 1.0

P_b = presión base, psia

T_b = temperatura base, R

P₁ = presión aguas arriba, psia

P₂ = presión aguas abajo, psia

G = gravedad específica del GN (air = 1.00)

T_f = temperatura promedio del flujo de GN, R

L_e = longitud equivalente del gasoducto, mi

Z = factor de compresibilidad del GN, adimensional

D = diámetro interno del gasoducto, in

s = parámetro de elevación, adimensional

e = base del logaritmo natural

Para la aplicación de la ecuación de Weymouth, se hará uso de data muy cercana a los valores reales de los parámetros antes mencionados, teniendo como criterio la presión de llegada al City Gate – Lurin (40 a 80 bar presión de recepción) y los parámetros de operación de la planta PERU LNG (véase cuadro 2.12). Por otro lado, se ha considerado un valor de s igual a 0, debido a la poca diferencia de elevación que existe a lo largo del recorrido del gasoducto de uso propio, asimismo, L_e tendrá un valor igual a la longitud del gasoducto.

Cuadro 2.13. Parámetros de diseño del gas de alimentación PERU LNG.

Parámetro	Unidades	Especificaciones de Diseño
Temperatura de alimentación	°C	30
Presión de alimentación	bar	71 - 159

[Fuente: Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto de Exportación de GNL – Golder Associates]

Asimismo, la presión y temperatura de llegada a la planta de PERU LNG es aproximadamente de 121 bar (presión de operación 72.1 bar) y 21 °C respectivamente. Con estos datos se estima los siguientes valores, mostrados en el cuadro 2.14, para el gasoducto de uso propio del presente Proyecto.

Cuadro 2.14. Parámetros para el diseño del gasoducto de uso propio.

Parámetro	Valor	Unidades
Q	Por determinar	SCFD (MMSCFD)
E	0.95	
P_b	14.7 (1.01325)	Psia (bar)
T_b	520 (60)	R (°F)
P₁	2030 (75)	Psia (bar)
P₂	1740 (72.1)	Psia (bar)
G	0.6118	
T_f	530 (70)	R (°F)
L_e	Por determinar.	mi (km)
Z	0.92	

[Elaboración propia]

Donde, P₁ corresponde a la presión en la estación de regulación, P₂ representa la presión en el punto de final del gasoducto de uso propio. Se ha considerado también una temperatura promedio (T_f) de 70 °F (21 °C) a lo largo del gasoducto.

Para la determinación del espesor del tubo se utilizará la fórmula indicada en el numeral 841.1.1 de la norma ASME B31.8.2010.

$$P = \frac{2tS}{D} FET \quad (2.2)$$

Donde:

D = Diámetro nominal externo, in.

E = Factor de junta longitudinal.

F = Factor de diseño de acuerdo a la clase de localización.

P = Presión de diseño, barg.

T = Factor de disminución de temperatura.

S = Tensión mínima de fluencia especificada (psi), estipulado bajo la cual se compró el tubo del fabricante.

t = espesor de la pared, in.

En base a la norma ASME B31.8.2010 se ha obtenido los siguientes valores (cuadro 2.15) para los parámetros de la ecuación 2.2. Véase Anexo D.

Cuadro 2.15. Parámetros para el cálculo del espesor.

Parámetro	Valor	Unidades
P	100 (1,450)	barg (psi)
D	Por determinar	pulg
E	1	
F	0.8	
T	1	
S	46,000	psi
t	Por detemrnar	pulg

[Elaboración propia]

2.2.11 Caracterización del producto, Gas Natural Licuado – GNL

El GNL se produce cuando el gas natural es enfriado a aproximadamente a -163 °C a presión atmosférica, ocupando así un volumen aproximado de 1/600 del volumen equivalente de gas natural, lo cual facilita el almacenamiento y transporte del suministro a granel de GNL empleando embarcaciones marinas especiales. El gas natural licuado pesa menos que el agua, es inodoro, incoloro, no es corrosivo ni tóxico. Los vapores de GNL son inflamables solamente bajo ciertas condiciones específicas que requieren una concentración de gas metano de aproximadamente 5.3% y 15% en el aire y una fuente de ignición.

La composición del gas natural licuado depende en varios factores de las características de gas natural que sirve como suministro. El gas natural seco contiene metano, etano, propano, butano y nitrógeno, en donde la mayor proporción está dada

por el metano y etano, usualmente más del 99%, pero que admite notables variaciones de composición, incluyendo la falta de alguno de los componentes citados, lo que cambia sus propiedades físicas, en especial la temperatura de licuefacción a una presión dada, y calor latente de vaporización. Por ello aunque en general se suelen dar datos de temperatura de licuefacción a presión constante, punto crítico, etc., del GNL, conviene aclarar que esos números son aproximaciones que dan idea del valor de dichas características. Véase cuadro 2.16.

En general, y dada la amplia predominancia del metano en la composición, y la ventaja de que por ser una sustancia pura se dispone fácilmente de tablas y gráficos con sus propiedades termodinámicas, es usual asignar al GNL los valores correspondientes al metano, lo que permite perfectamente un análisis cualitativo de los procesos y tecnología a aplicar para su uso [29].

Cuadro 2.16. Composición del GNL según origen.

Origen	N2 %	C1 %	C2 %	C3 %	C4+ %	Densidad LNG kg/m³	Densidad NG kg/m³ (N)
Abu Dhabi	0.3	84.8	13.2	1.6	0.1	467	0.826
Algeria-Arzew	0.6	88.0	9.0	2.0	0.5	464	0.813
Algeria-Bethioua 1	0.9	88.1	8.4	2.0	0.7	455	0.806
Algeria-Bethioua 2	0.6	90.7	7.8	0.8	0.0	450	0.780
Algeria-Skikda	0.5	91.8	6.9	0.6	0.1	446	0.769
Australia-NWS	0.1	87.4	8.3	3.4	0.8	467	0.831
Brunei	0.1	90.6	5.0	2.9	1.5	461	0.816
Egipto-Damietta	0.1	97.7	1.8	0.2	0.2	427	0.730
Egypt-Idku	0.0	95.9	2.8	0.9	0.5	436	0.752
Guinea Ecuatorial	0.0	93.4	6.5	0.0	0.0	439	0.755
Indonesia-Arun	0.2	90.7	6.2	2.0	1.0	457	0.803
Indonesia-Badak	0.0	91.2	5.5	2.4	0.9	456	0.801
Indonesia-Tangguh			2.9	0.5	0.2	432	0.744
Libia	0.7	81.6	13.4	3.7	0.7	485	0.867
Malasia	0.3	90.3	5.3	3.1	1.1	461	0.813

Origen	N2 %	C1 %	C2 %	C3 %	C4+ %	Densidad LNG kg/m ³	Densidad NG kg/m ³ (N)
Nigeria	0.1	92.1	5.3	2.1	0.5	458	0.809
Noruega	0.8	91.8	5.7	1.3	0.4	451	0.782
Omán	0.4	87.9	7.3	2.9	1.6	470	0.834
Perú	0.6	89.1	10.3	0.1	0.0	456	
Qatar-Qatargas I	0.4	90.1	6.2	2.3	1.0	460	0.808
Rusia-Sakhalin	0.1	92.6	4.5	1.9	0.2	449	
Trinidad y Tobago	0.0	97.1	2.5	0.2	0.1	429	0.727
U.S.A-Alaska	0.2	99.7	0.1	0.0	0.0	423	0.719
Yemen	0.0	93.3	5.7	0.9	0.1	434	0.765

[Fuente: Natural Gas Conversion Pocketbook – IGU]

2.2.12 Tanques de Almacenamiento de GNL

La capacidad de cada tanque de almacenamiento dependerá de la capacidad de procesamiento de gas natural de la planta o lo que es equivalente a la capacidad nominal de GNL y del tiempo de despacho a los barcos metaneros.

En el mercado existen diferentes tipos de tanques de almacenamiento de GNL, los cuales se detallan a continuación:

a. Tanques de contención simple

Este tipo de tanques es ideal cuando la disponibilidad de la tierra no es un problema, lo que conlleva a la solución más económica y común para el almacenamiento de GNL. El diseño típico consiste en un tanque con pared doble de acero construido de forma tal que solo la pared interior del tanque, la cual está en contacto con el GNL, tenga las propiedades mecánicas requeridas para contener el gas licuado. La pared externa del tanque de acero al carbono tiene las funciones primordiales de contener vapor cálido de metano, dar soporte a la cubierta superior de acero y tolerar vientos y cargas normales y externas, además de funciones adicionales tales como actuar como contenedor de aislamiento. El tanque de contención simple debe estar rodeado de un dique bajo o pared de contención para retener cualquier posible derrame de GNL o la ruptura del contenedor de líquido interno primario. La figura 2.39 muestra el diseño típico de un tanque de contención simple para almacenamiento de GNL.

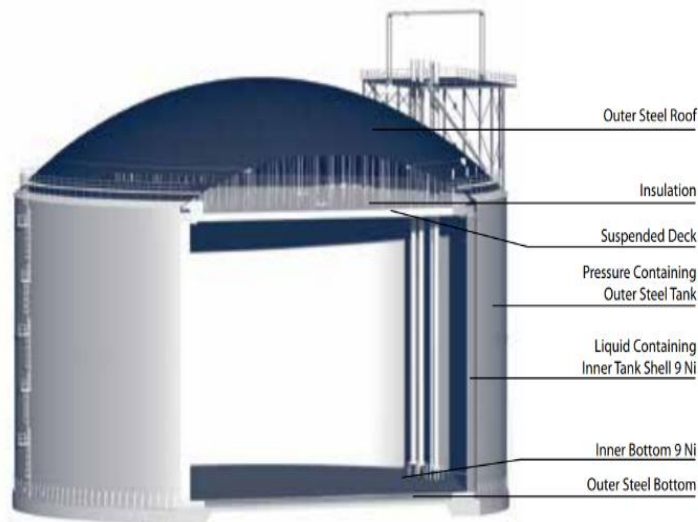


Figura 2.39. Diseño típico de tanque de GNL de contención simple.

[Fuente: LNG Storage – CB&I]

b. Tanques de contención doble

Conceptualmente, contención doble significa que se proporciona una pared cerrada de contención secundaria para retener el GNL en el caso de que se produzca una pérdida en el tanque interior, pero sin capacidad para contener el vapor. El tanque cuenta con un tanque interior confeccionado con 9% de Níquel, un tanque exterior y cubierta superior de acero al carbono y una pared de contención de hormigón postensado que se encuentra integralmente anexo a la losa base de un hormigón. Este tipo de tanque reduce los requisitos del terreno y puede proporcionar resistencia adicional a cargas externas. La figura 2.40 muestra el diseño típico de un tanque de contención doble para almacenamiento de GNL.

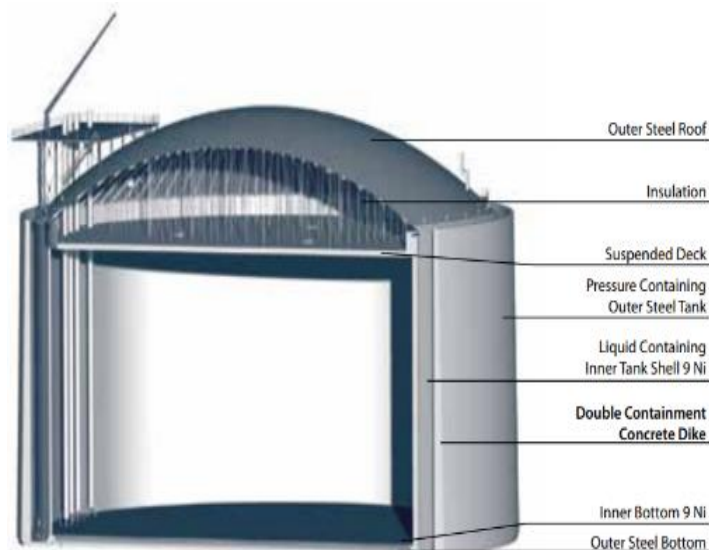


Figura 2.40. Diseño típico de tanque de GNL de contención doble.

[Fuente: LNG Storage – CB&I]

c. Tanques de contención total

Son tanques diseñados y fabricados de tal manera que tanto el recipiente principal y autoportante y el recipiente secundario son capaces de contener de manera independiente el gas natural licuado almacenado y en uno de ellos su vapor. El recipiente principal contiene el GNL bajo condiciones normales de operación. El techo exterior está soportado por el recipiente secundario. El recipiente secundario será capaz de contener tanto el líquido refrigerado como de controlar el venteo del vapor resultante de fugas del producto después de un evento creíble. En el improbable caso de una fuga, el tanque externo contiene el líquido y proporciona una liberación controlada del vapor. Al igual que los tanques de contención doble, este tipo de tanque reduce los requisitos del terreno y proporciona resistencia adicional a cargas externas. La figura 2.41 muestra el diseño típico de un tanque de contención total para almacenamiento de GNL.

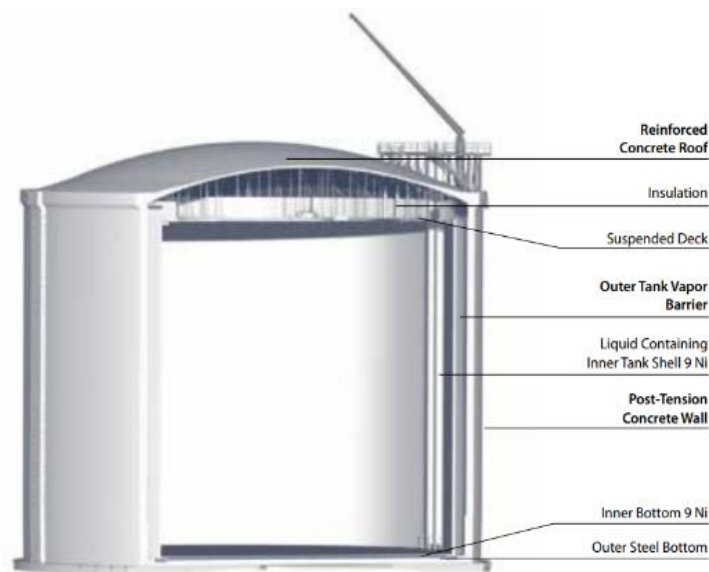


Figura 2.41. Diseño típico de tanque de GNL de contención total.

[Fuente: LNG Storage – CB&I]

2.2.13 Evaluación económica

a. Inversión de capital

La inversión de capital necesario para el desarrollo de esta Tesis está compuesta por la inversión de capital fijo (capital necesario para proveer los equipos e instalaciones de la planta), así como del capital de trabajo (capital necesario para la operación de la planta).

- **Capital fijo:** El capital fijo se divide en dos tipos de inversión: Tangible e Intangible. La inversión tangible viene dada por el costo de las plantas, equipos de ingeniería, obras, etc. Por otro lado, en la inversión intangible se considera los costos de estudios, gastos de organización, entre otros. La data para este acápite se sustenta en el contacto directo con los proveedores de equipos de ingeniería, obras, costo de planta, etc., que han de ser necesario para la implementación de la planta de GNL.
- **Capital de Trabajo:** para el presente proyecto se considerará un capital de trabajo para 3 meses, el cual involucra efectivo, materia prima, costos de operación y otros costos involucrados.

b. Estructura de costos del Proyecto

La viabilidad económica del proyecto dependerá de los costos unitarios que se obtiene en cada etapa de la cadena de comercialización del gas natural licuado; asimismo, estos

costos pueden ayudarnos a tener márgenes operativos para otros costos, como es el costo de licuefacción.

Actualmente existe el método Netback, el cual consiste en descontar al precio del gas natural del mercado destino, el costo de regasificación del GNL, el costo de transporte marítimo, el costo del servicio de transporte por gasoductos del yacimiento de gas hacia la Planta de LNG, y el costo del gas natural en boca de pozo, con el fin de obtener un margen del costo de licuefacción.

c. Análisis VAN, TIR y PayBack

El Proyecto tendrá los gastos e ingresos resultantes de la compra de la materia prima y de la comercialización del GNL:

- Ingreso: Venta de GNL.
- Gastos: Compra de gas natural, servicio de transporte terrestre y marítimo, costos y mantenimientos de la Planta, gastos administrativos (personal, oficina, material), otros.

Con el flujo de caja de la planta (de entrada, durante la construcción y de salida en operación) se calcula la rentabilidad sustentado en indicadores como Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retornos (TIR) y el tiempo de recuperación de la inversión (PayBack).

El cuadro 2.17 presenta los valores a usarse para el cálculo del flujo de caja del Proyecto.

Cuadro 2.17. Supuestos para la elaboración del Flujo de caja.

Producción GNL (MMSCFD)	Por determinar
Tasa impositiva	18%
Periodo del proyecto	Por determinar
Impuesto a la Renta	29.50%
Días Comerciales	365
Precio Venta (\$/MMBTU)	10.57

Precio Compra (\$/MMBTU)	3.068
-------------------------------------	-------

[Elaboración propia]

d. Análisis de sensibilidad

La variable que podría afectar al proyecto es el precio de venta de GNL en los mercados objetivos. Este precio de venta de GNL esta indexado al precio de compra de gas natural en boca de pozo, por lo que solo se realizará un único análisis.

e. Regalías a favor del Estado

Si bien es cierto la Planta de LNG no emite regalías al Estado peruano, si lo hace el concesionario del yacimiento gasífero, el cual suministrará gas natural al proyecto. A diferencia de las regalías que se obtiene por el consumo interno de gas natural, el monto total de las regalías del gas exportado, a favor del Estado peruano, depende directamente del destino final donde se consume el gas natural licuado luego de ser regasificado. Lo anterior señala también que el precio de gas natural en boca de pozo depende directamente del destino final del GNL.

A continuación, se presenta un extracto del Contrato de Licencia para la Explotación de hidrocarburos en el Lote 56 [37], el cual es destinado para la exportación, en el cual se establece el método para el cálculo de las regalías, así como el Valor del Gas Natural Fiscalizado.

8.2.3 Precio Realizado: es el precio en el Punto de Fiscalización de la Producción, expresado en US\$/MMBTU, efectivamente pagado o a ser pagado por un comprador al contratista por el Gas Natural Fiscalizado. Dicho Precio Realizado será el establecido en los respectivos contratos de compra venta, en el Punto de Fiscalización de la Producción.

8.2.4 Valor de Referencia (VR): Es el representado por uno o varios marcadores. Tales como “Henry Hub”, “SOCAL”, o el que acuerden las Partes, expresado en US\$/MMBTU, de publicación periódica cuyas cotizaciones en el mercado “spot” aparezcan regularmente en el “Platts Gas Daily” u otra fuente reconocida por la industria, acordada por las Partes y determinado de conformidad con el subacápite 8.4.4.

8.2.6 Valor del Gas Natural Fiscalizado: es el valor o a considerar a efectos del cálculo de la regalía, el cual se determinará de la siguiente manera:

a) En el caso que el destino del Gas Natural Fiscalizado sea la Planta LNG, el valor del Gas Natural Fiscalizado es el resultado de multiplicar el Gas Natural Fiscalizado, en términos de su contenido calórico, en millones de Btu, de un periodo de Valorización, por el Precio Realizado o el VMV para dicho periodo, el que resulte mayor.

8.2.9 Valor Mínimo para Valorización (VMV): es el valor mínimo establecido de acuerdo a la siguiente tabla, que será utilizado únicamente para determinar el Valor del Gas Natural Fiscalizado, y al solo efecto del cálculo de regalías, en los casos en que el Precio Realizado sea menor a este Valor. Este valor para ningún efecto será considerado Precio Realizado.

VR (US\$/MMBTU)	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0
MVM (US\$/MMBTU)	0.50	0.53	0.63	0.79	0.97	1.18	1.47	1.76

Para VR desde 3.5 US\$/MMBTU hasta 2.0 US\$/MMBTU, por cada reducción de 0.5 US\$/MMBTU se descontará 0.10 US\$/MMBTU en el VMV a partir de 0.50 US\$/MMBTU. Para valores iguales o menores a 2.0 US\$/MMBTU de VR el VMV será 0.20 US\$/MMBTU

Para valores intermedios del VR, el VMV se obtendrá aplicando el método de interpolación lineal. El VMV obtenido deberá ser redondeado a dos decimales.

8.3.3. Para determinar la regalía por el Gas Natural Fiscalizado se considerará lo siguiente:

a) Para el Gas Natural Fiscalizado cuyo destino sea la Planta de LNG se multiplicará el Valor del Gas Natural Fiscalizado, de acuerdo al literal a) del subacápite 8.2.6 por el porcentaje de regalía obtenido de la siguiente tabla:

VR (US\$/MMBTU)	≤ 4.0	≥ 5.0
% de Regalía	30	38

Para valores intermedios del VR, el porcentaje de regalía se obtendrá aplicando el método de interpolación lineal. El porcentaje de regalía obtenido deberá ser redondeado a dos decimales.

8.4.4 Para la determinación del Valor de Referencia del Gas Natural Fiscalizado cuyo destino sea la Planta de LNG, se procederá de la siguiente manera:

b) En caso de pluralidad de mercados, el Valor de Referencia del Gas Natural Fiscalizado será el promedio ponderado de los marcadores en función de las ventas de la Planta de LNG a los mercados involucrados.

2.2.14 Aspectos ambientales en una planta de LNG

Si bien es cierto el gas natural posee pocos contaminantes comparado con el crudo de petróleo, es primordial retirar todo aquel componente que pueda afectar el proceso de licuefacción, tal es el caso del dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S) (llamado colectivamente como gas ácido), que es el gas ácido contaminante presente en el gas de alimentación. El CO_2 es considerado como un contaminante ya que éste se congelaría durante el proceso criogénico que convertiría el metano gaseoso a metano líquido y bloquearía el flujo del proceso.

El CO_2 en el gas de alimentación es retirado a niveles aceptables mediante la absorción de aminas. Se suele retirar suficiente CO_2 para garantizar que el gas de alimentación llegue a la unidad de licuefacción de GNL con menos de 50 ppm de CO_2 . A una concentración mayor el gas de alimentación se congelaría, bloqueando así su flujo e impidiendo la producción de GNL. EL CO_2 es retirado por contacto de contracorriente del gas de alimentación con la solución circulante de aMDEA (Metilo Dietanolamina activado), una amina terciaria, en el absorbedor que retira el gas ácido. El aMDEA activado, es una solución acuosa de MDEA más un activador químico. No hay sulfuro de hidrógeno presente en el gas de alimentación de Camisea. Después de haber extraído el CO_2 el ahora gas tratado o dulce es enfriado [28].

Por otro lado, Perú a finales del año 2016 emitió 53.1 millones de toneladas de CO_2 [1], que representó el 0.2% del dióxido de carbono emitido a nivel mundial, siendo China el mayor responsable en las emisiones de CO_2 con 9,123.0 millones de toneladas, seguido de Estados Unidos con 5,350.4 millones de toneladas de CO_2 . Véase figura 2.42.

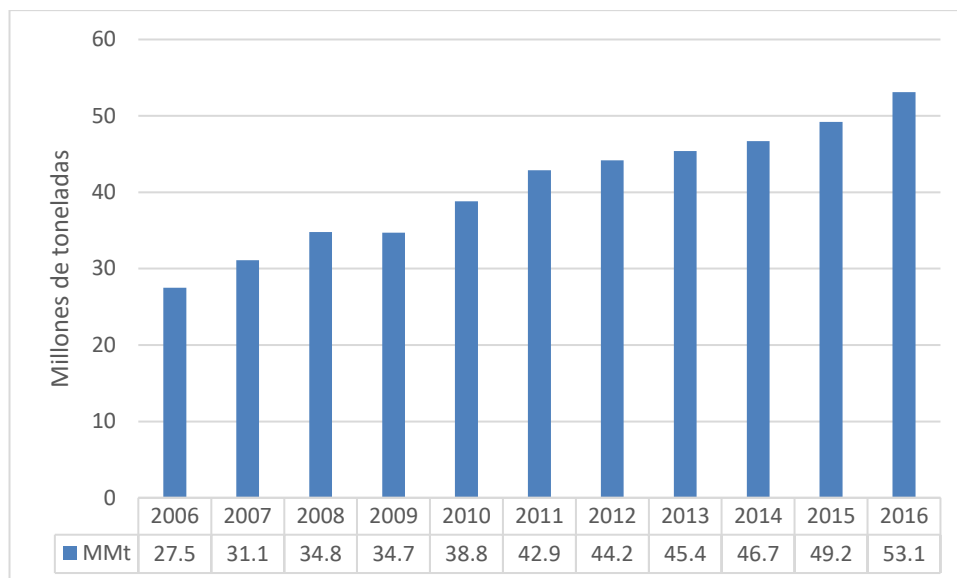


Figura 2.42. Cantidad de CO₂ emitido a la atmosfera a nivel país, 2006 – 2016.

[Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017]

Asimismo, el proyecto PERU LNG emite 23,105 kg/h de CO₂ [28] a la atmosfera por el procesamiento de 620 MMSCFD (etapa de reducción de gas ácido), lo cual durante el año 2016, representó el 0.38% (0.2024 millones de toneladas al año) del CO₂ emitido por el país. Véase figura 2.43.

Dicho ello, proyectos de esta magnitud contribuyen muy poco en la emisión de gases de efecto invernadero, haciendo que sean viables ambientalmente.

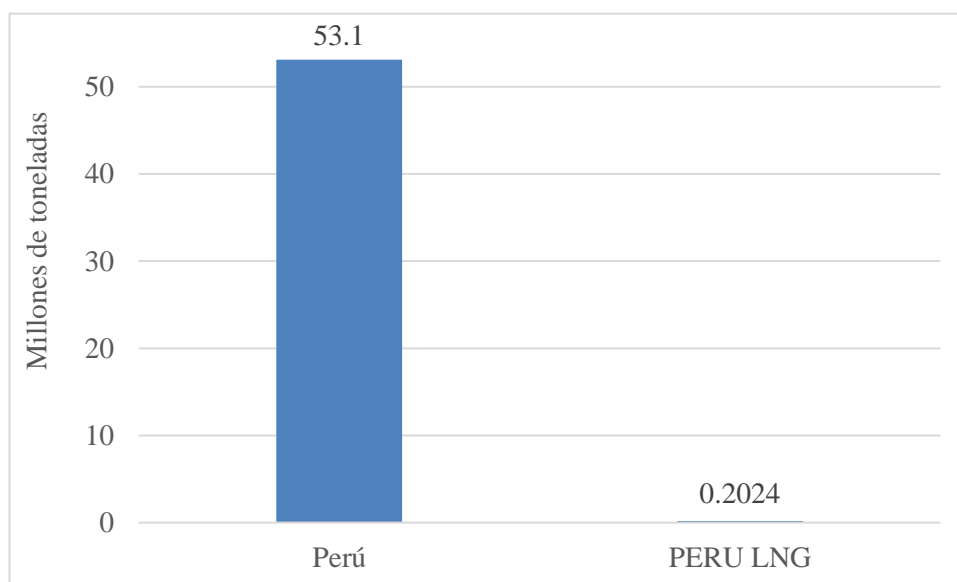


Figura 2.43. Emisión de CO₂ de PERU LNG – 2016.

[Elaboración propia]

CAPITULO III

RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE MERCADO

3.1.1 Mercados objetivo del Proyecto

De lo analizado anteriormente, se establece como potenciales mercados de GNL: China (principalmente), Corea del Sur, India y España.

Las importaciones de GNL en China aumentarán en más del 50 por ciento para finales del 2017, en comparación con el año 2016. Este aumento en las importaciones convertirá a China en el segundo mayor importador de GNL del mundo desplazando a Corea del Sur, aunque aún detrás de Japón, según la agencia Reuters. Es importante señalar que Japón, China y Corea del Sur juntos representan el 60% de demanda mundial de GNL.

El dramático crecimiento de la demanda de GNL de China ha sido el resultado de un enorme programa gubernamental de gasificación que ha provocado que millones de hogares cambiara el uso de carbón para calefacción domestica este año por gas natural. Más allá de prácticamente duplicar los precios spot de GNL en los mercados de Asia (11.2 US\$/MMBTU a fines de diciembre de 2017), el rápido crecimiento en las compras de China también ha cambiado la estructura del mercado.

Si bien, la comercialización del GNL ha seguido primordialmente dominada por contratos a largo plazo, bajo los cuales se suministran volúmenes mensuales fijos a precios vinculados al mercado del petróleo, China ha dado un gran impulso al mercado spot emergente en los mercados de Asia, ya que los compradores chinos dependen mucho más de compras a corto plazo para satisfacer sus necesidades si es comparado con Japón y Corea del Sur. Esto significa que compradores chinos pueden solicitar cargos de GNL solo cuando requieren gas a corto plazo, por ejemplo, durante el periodo frio invernal actual y la escasas de suministros, posiblemente generando un repentino aumento de las compras en el mercado spot de GNL.

Por otra parte, a diferencia de Japón y Corea del Sur, que principalmente satisfacen toda su demanda de gas a través de las importaciones de GNL, ya que les da seguridad

de suministro y previene la volatilidad de los precios, China es diferente, el gigante de Asia no solo posee importantes reservas domésticas de gas natural, sino que también importa a través de gasoductos a sus vecinos de Asia Central, de modo que las fuentes para los suministros de gas están un poco más diversificadas.

Finalmente, el enorme crecimiento de la demanda de GNL en China ha sido importante no solo para productores tradicionales como Australia, Qatar y Malasia (principales exportadores de GNL a China), sino que también ha jugado un rol primordial absorbiendo volúmenes adicionales procedentes de los nuevos proyectos de GNL de Australia y de los Estados Unidos, evitando así el colapso en los precios de GNL en los mercados de Asia, que había sido previsto para este año producto del exceso de oferta.

Asimismo, el gas natural licuado tendrá un papel primordial en el plan maestro del primer ministro Indio Narendra Modi, centrado en elevar la participación del gas natural en la matriz de energía de 6.5% a 15% en los próximos años. En 2016, la India importó 17 millones de toneladas de GNL, convirtiéndose en el cuarto mayor comprador del mundo, después de Japón, Corea del sur y China, y se espera que las compras en el extranjero aumenten un 10% anual hasta principios de 2020.

Con el compromiso del gobierno de lograr un medio ambiente más limpio y con el apoyo a proyectos de terminales de regasificación y gasoductos destinados a superar los cuellos de botella existentes en la infraestructura de dicho país las compras de GNL deberían alcanzar los 30 millones de toneladas anuales para 2020, un salto del 60% si es comparado con las importaciones del 2016. La expansión prevista de las importaciones de GNL se complementara con un salto similar en la capacidad de regasificación como resultado de los compromisos asumidos en los últimos años.

Actualmente, la India cuenta con cuatro terminales de importaciones de GNL operativos. Además, con el apoyo gubernamental, se espera que la capacidad de importación de GNL de la India podrá alcanzar los 45 mtpa en 2021, gracias a la puesta en servicios de nuevos terminales, incluidos los proyectos de unidades flotantes de almacenamiento y regasificación [12].

En Corea del Sur, la declaración conjunta del Ministerio de Comercio y Energía de dicho país con los ministerios de medio ambiente, transporte y finanzas, se está buscando reducir las emisiones en 30% para 2022. Una de las medidas incluye cambiar las centrales eléctricas a carbón actualmente en construcción en el país a turbinas alimentadas con GNL. Además, cuatro centrales eléctricas a carbón que está en las

primeras etapas de desarrollo serán cambiadas a usar GNL como combustible. Dicho país ya ha cerrado tres centrales de carbón más viejas con siete más para seguir por la fecha señalada. Para reducir aún más las emisiones, el gobierno surcoreano proporcionara incentivos para que la gente cambie a combustibles más respetuosos con el medio ambiente. Esto también incluirá el cambio de unos 2.2 millones de vehículos diésel en 2022. Para setiembre de 2017, se informó que Corea del Sur buscará subir sus importaciones de GNL a medida que el carbón se separa gradualmente de la producción de energía. El cuadro 3.1 presenta la prioridad de los mercados objetivos, así como el precio de GN a diciembre de 2017.

Cuadro 3.1. Mercado objetivos y precios de GN a diciembre de 2017.

Orden de Mercado Objetivo	Destino del GNL	Marcador	Precio (US\$/MMBU)
1	China	LNG JKM	10.57
2	Corea del Sur	LNG JKM	10.57
3	India	LNG JKM	10.57
4	España	NBP	7.82

[Elaboración propia]

3.1.2 Capacidad de la Planta

De la figura 2.38, se define que la Planta de GNL alcanzará una capacidad de 225 MSCFD, puesto que es la capacidad disponible en el STD-GN y a su vez se encuentra por debajo de la capacidad de exportación disponible, 366.08 MMSCFD. Véase figura 3.1.

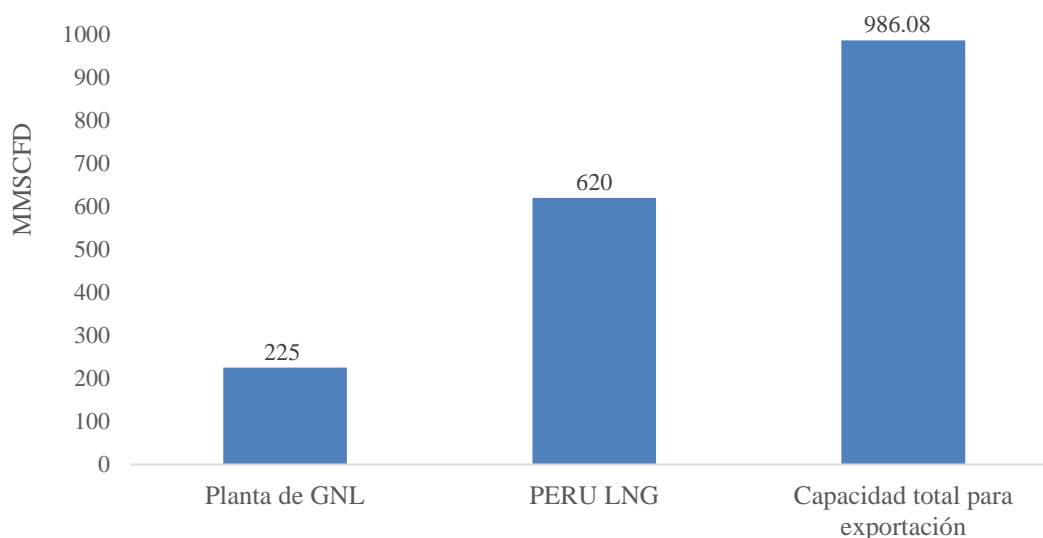


Figura 3.1. Capacidad de planta para exportación de gas natural

[Elaboración propia]

3.1.3 Disponibilidad de reservas de gas natural

De considerar una capacidad de procesamiento de 225 MMSCFD, esto equivale a un consumo de las reservas igual a 82.125 BCF (0.0821 TCF) de gas natural por año, y si a ello le sumamos lo procesado por PERU LNG (620 MMSCFD), el cual consume 0.2263 TCF de las reservas al año, se consumiría 0.3084 TCF de las reservas probadas de gas natural anualmente destinadas a la exportación (5.30 TCF a finales de 2016 – Lotes 56 y 57); de ello se concluye, que sin considerar otros proyectos de exportación y con la no planeada ampliación de la capacidad por parte de PERU LNG, se tendría gas natural para exportar un poco más de 17 años (sin contar los recursos prospectivos). Véase cuadro 3.2.

Por otro lado, la declaratoria comercial del Lote 58 aumentaría las reservas de gas natural para exportación en 3.5 TCF (8.8 TCF a futuro – Lotes 56, 57 y 58), con lo cual se tendría gas natural para exportar un poco más de 28 años (sin contar los recursos prospectivos). Véase cuadro 3.3.

Con lo analizado anteriormente, se ha establecido una vida útil del Proyecto igual a 18 años, con el fin de amortizar el riesgo de la falta de suministro de materia prima. En conclusión, una Planta LNG de 225 MMSCFD consumiría 1.48 TCF de las reservas probadas de gas natural por la duración del Proyecto. Véase figura 3.2 y figura 3.3.

Cuadro 3.2. Reservas actuales disponibles de gas natural para exportación. Lotes 56 y 57, BCF – 2016.

Lote	Reservas				Recursos			Total
	Probadas		Probables (P2)	Posibles (P3)	1C	2C	3C	
	Desarrolladas	No desarrolladas						
56	1,304.4	806.1	733.3	178.3	0.0	0.0	0.0	3,022.1
57	619.7	1,030.8	207.2	0.0	0.0	424.0	1,008	2,281.7
TOTAL								5,303.8
TIEMPO ESTIMADO PARA EXPORTACIÓN (AÑOS) – 845 MMSCFD								17.19

[Fuente: Ministerio de Energía y Minas – Elaboración propia]

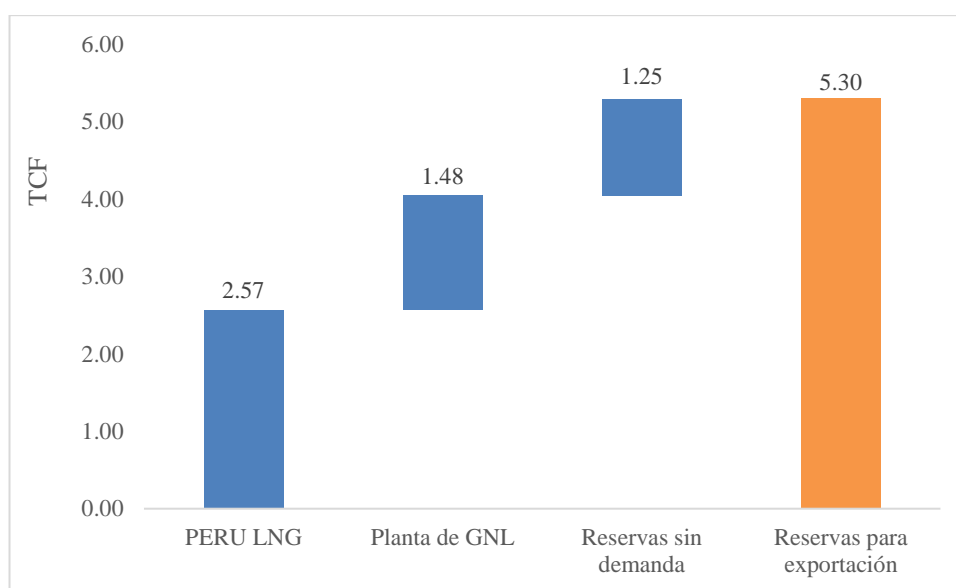


Figura 3.2. Análisis de disponibilidad de reservas de GN para nuevo proyecto de GNL – 2016. Lotes 56 y 57.

[Elaboración propia]

Cuadro 3.3. Reservas futuras disponibles de gas natural para exportación. Lotes 56, 57 y 58, BCF – 2016.

Lote	Reservas				Recursos			Total
	Probadas		Probables (P2)	Posibles (P3)	1C	2C	3C	
	Desarrolladas	No desarrolladas						
56	1,304.4	806.1	733.3	178.3	0.0	0.0	0.0	3,022.1
57	619.7	1,030.8	207.2	0.0	0.0	424.0	1,008	2,281.7
58	0.0	2,080.0	570.0	828.0	0.0	0.0	0.0	3,478.0
TOTAL								8,781.8
TIEMPO ESTIMADO PARA EXPORTACIÓN (AÑOS) – 845 MMSCFD								28.47

[Fuente: Ministerio de Energía y Minas – Elaboración propia]

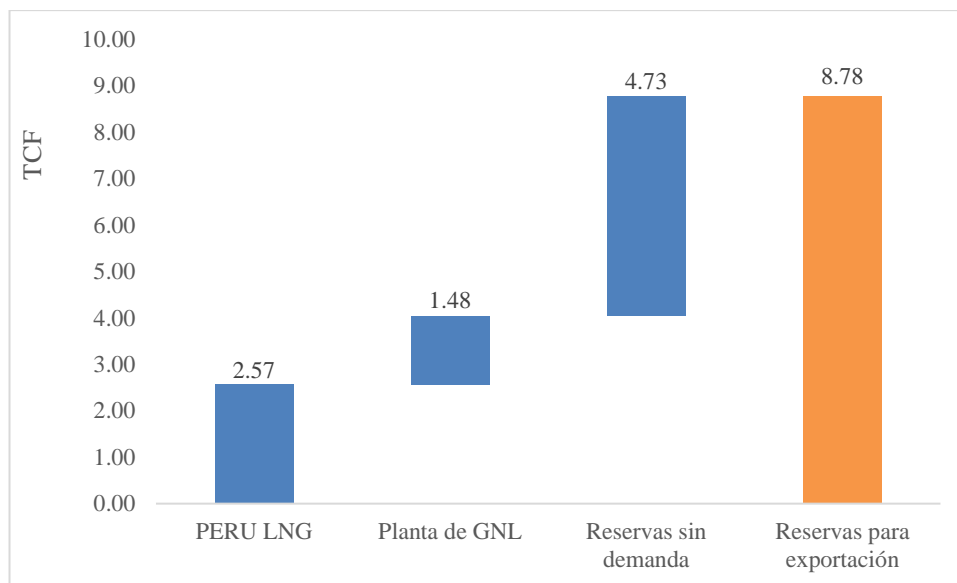


Figura 3.3. Análisis de disponibilidad futura de reservas de GN para nuevo proyecto de GNL. Lotes 56, 57 y 58
[Elaboración propia]

3.1.4 Localización

a. Resultados de los criterios de localización

Los resultados son mostrados en el cuadro 3.4.

Cuadro 3.4. Calificación de factores para la localización de la planta.

N°	Factores	Peso relativo del factor	Alternativas de Localización			
			Distrito de Asia		Pampa Melchorita	
			Pi	C	Pi	C
1	Terreno	0.3	4	1.2	4.4	1.32
2	Materia Prima	0.3	5	1.5	5	1.5
3	Riesgo Social y Ambiental	0.1	3.4	0.34	4.6	0.46
4	Despacho de GNL	0.3	4.5	1.35	4	1.2
Puntaje promedio		1	4.39		4.48	

[Elaboración propia]

Donde Pi representa el puntaje calculado en la calificación de subfactores y C como la calificación por factor. El peso relativo sobre el factor o subfactor considera la importancia de cada uno de ellos respecto al desarrollo del Proyecto.

En base a esta calificación se determina que la ubicación con mejor prospectiva es Pampa Melchorita.

b. Pampa Melchorita

En base a los criterios de localización, el Proyecto se ubicará a la altura del km 172 de la carretera Panamericana Sur en el sitio denominado como Pampa Melchorita, en el distrito de San Vicente de Cañete, provincia de Cañete departamento de Lima. El terreno posee un área de 154 hectáreas y un perímetro de 5.78 km. Asimismo, se encuentra en una zona de poca densidad poblacional y al lado del Proyecto PERU LNG. El cuadro 3.5 presenta las coordenadas del terreno.

Cuadro 3.5. Coordenadas del terreno.

Puntos del Polígono	Coordenadas UTM – WGS 84 (Zona 18L)	
	Este (m)	Norte (m)
A	360763.96	8535141.80
B	361101.91	8533996.28
C	360573.00	8533165.00
D	360509.00	8532628.00
E	359779.00	8533470.00
F	359920.00	8533834.63
G	360063.94	8534046.52

[Elaboración propia]

La figura 3.4 presenta la posible ubicación de la Planta de GNL, en el cual se observa que se encuentra al lado del proyecto PERU LNG. A pesar que presenta un terreno desnivelado, no es algo significativo ya que solo hay una diferencia de 18 m con el punto más bajo (figura 3.5), realizando así un movimiento de tierras sencillo con el fin de nivelar el suelo.



Figura 3.4. Ubicación del Proyecto.

[Elaboración propia]

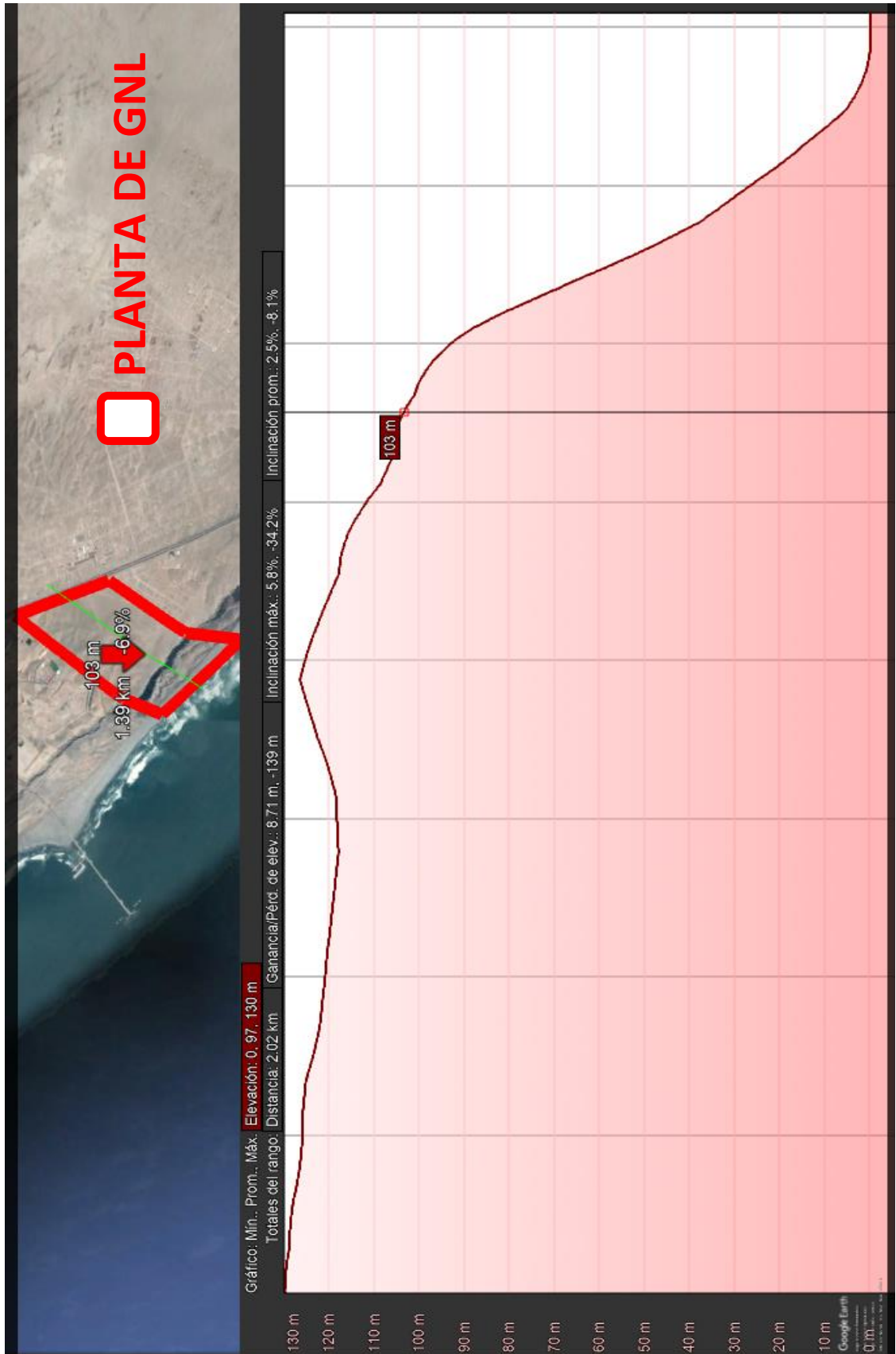


Figura 3.5. Perfil de elevación del terreno.

[Elaboración propia]

3.1.5 Infraestructura para el suministro de gas natural

a. Trayecto del Gasoducto

El punto de inicio del gasoducto se ubica a la salida de la ERM, y tendrá una extensión de 1.7 km; asimismo, acorde a la Norma ASME B31.8 (854), el gasoducto pertenece a la clase de localidad 1, debido a la poca concentración de edificios a lo largo de su trayectoria. Es necesario aclarar que el punto de inicio está sujeto a evaluación técnica por parte de TGP, la cual consiste en un análisis técnico de la derivación respecto a la ubicación, parámetros de operación y demanda, como en el caso de PERU LNG cuyo gasoducto inicia en la localidad de Chiquintirca debido a que se requiere 620 MMSCFD de GN y el tramo de 24” solo puede transportar hasta un máximo aproximado de 450 MMSCFD, por otro lado, el tramo de 32” podía transportar hasta 1,104 MMSCFD en ese entonces. Actualmente el tramo Planta Compresora Chiquintirca – City Gate Lurin puede transportar hasta 920 MMSCFD y solo se ha contratado el transporte de 680 MMSCFD, lo que da como resultado una capacidad disponible de 240 MMSCFD.

De no darse la viabilidad técnica por parte de TGP para la instalación de una válvula de derivación en el tramo de 18” o en Loop Costa I de 24”, y de no tener una demanda que justifique la instalación de un tercer Loop paralelo al ducto de 18” por parte de TGP, es probable que el punto de inicio del gasoducto de uso propio para el presente proyecto se ubique sobre el ducto de uso propio de PERU LNG puesto que este último posee una capacidad de diseño de 1,350 MMSCFD y solo se transporta 1090 MMSCFD (620 MMSCFD para exportación). Cabe precisar que TGP tiene derecho a crear y usar a su entera discreción y costo en el Ducto de PLNG la Capacidad Creada de TGP hasta por un volumen de 550 MMSCFD de GN hacia el mercado local. Actualmente solo se transporta hacia el mercado local 470 MMSCFD por el ducto de PLNG sumando así los 920 MMSCFD.

El cuadro 3.6 presenta la ubicación, en coordenadas UTM, de los puntos de entrega y recepción del gas natural del gasoducto para uso propio, por otro lado, la figura 3.6 muestra el trayecto del gasoducto de uso propio (línea amarilla). La línea verde hace referencia al ducto de TGP. Véase Anexo E para mejor detalle.

Cuadro 3.6. Punto de entrega y recepción del Gas Natural.

	Coordenadas UTM – WGS 84 (Zona 18L)	
Punto de entrega	Este (m)	Norte (m)
Válvula de derivación	361260.78	8536419.12
Punto de recepción	Este (m)	Norte (m)
Planta de GNL	360818.21	8534887.37

[Elaboración propia]

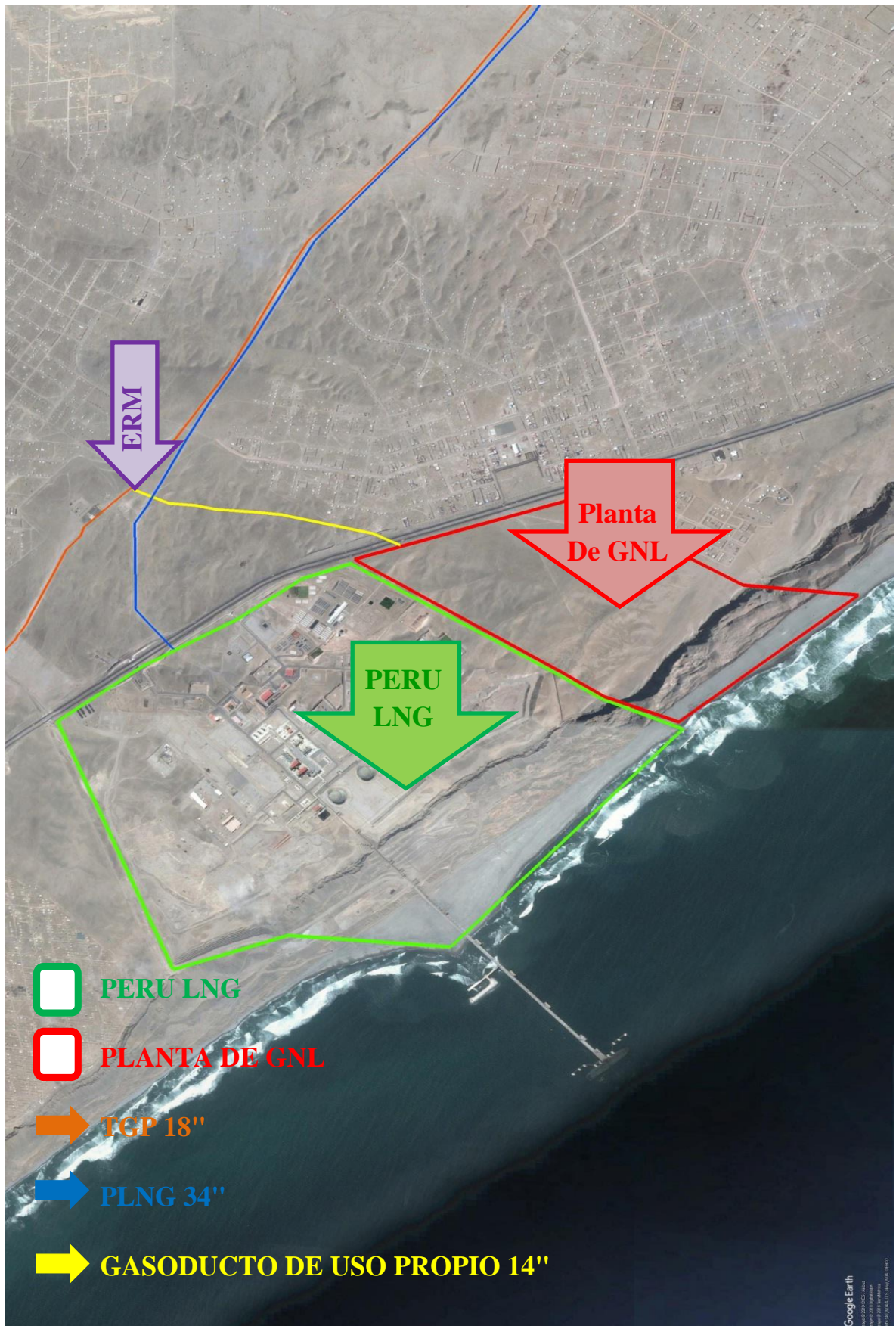


Figura 3.6. Trayectoria del gasoducto para suministro de GN.

[Elaboración propia]

b. Diseño del Gasoducto

Con la data mostrada en el cuadro 2.14, y definida la longitud del gasoducto (1.7 km) y haciendo uso de la ecuación (2.1), se obtiene el valor del diámetro interno mínimo del gasoducto:

$$D = 12.746 \text{ in}$$

Del resultado anterior se recomienda la utilización de un tubo con un diámetro interno mínimo de 13 pulgadas, con un NPS de 14.

Una vez definido el diámetro del gasoducto, y haciendo uso de la ecuación (2.2) con la data mostrada en el cuadro 2.15, se obtiene el valor del espesor igual a 0.276", correspondiente a un diámetro interno igual a 13.45" superior al calculado en la ecuación (2.1).

3.1.6 Planta de Licuefacción

a. Tecnología de licuefacción

Con base a lo presentado en el cuadro 2.8, se hará uso de la tecnología Air Products con el proceso AP-C3MR™, la cual se adecúa a plantas de mediana escala como en nuestro caso, la cual tendrá una capacidad de 1.6 MTPA con un solo tren de licuefacción.

b. Proceso de Licuefacción

El proceso y las unidades que integrarán la planta para transformar el gas natural seco en gas natural licuado (proceso de transformación del estado gaseoso al estado líquido del gas natural) se resumen en los siguientes párrafos.

- **Receptor de Gas de Alimentación, Separación de Líquidos, Medición de Gas y Reducción de Presión:** La unidad receptora de Gas de Alimentación estará diseñada para separar y almacenar cualquier líquido que pueda haberse quedado en el gasoducto de suministro luego de las pruebas hidrostáticas iniciales o que pueda haberse formado debido a operaciones irregulares en el bloque de producción (Instalaciones de producción del bloque Camisea en Malvinas) o de mantenimiento en el gasoducto (operaciones de limpieza con raspadores). El gas de alimentación fluirá a través de un tanque reductor de presión de entrada para retirar cualquier líquido que se haya recolectado en el gasoducto.
- **Retiro de Gas Ácido (Dióxido de Carbono):** la Unidad de Retiro de Gas Ácido (URGA) procesará el gas natural proveniente de la Unidad Receptora del Gas de Alimentación para retirar el dióxido de carbono, que es el gas ácido contaminante

presente en el gas de alimentación. El dióxido de carbono es considerado un contaminante debido a que éste se congelaría en el proceso criogénico de convertir metano gaseoso a metano líquido y bloquearía el flujo del proceso. La tecnología para retirar el dióxido de carbono (CO₂) y el sulfuro de hidrógeno (H₂S) (llamado en conjunto como gas ácido) del gas natural utiliza Dietanolamina de Metilo activada, que es una amina terciaria. La Dietanolamina de Metilo activada consiste en una solución acuosa de Dietanolamina de Metilo más un activador químico.

- **Unidades de Deshidratación del Gas y de Adsorción de Carbón:** La Unidad de Deshidratación seca el gas saturado con agua para cumplir con los requerimientos de las especificaciones del proceso criogénico. La unidad de Deshidratación utiliza una configuración de filtro molecular de tres capas; dos capas operan en el modo de absorción mientras que la tercera capa se está regenerando. Cada capa de filtro molecular es regenerada en un periodo de 24 horas. La unidad de deshidratación seca el gas tratado con agua saturada a menos de 1 ppm(v) de agua para evitar tanto el congelamiento como la obstrucción en la unidad de licuefacción criogénica producida por los hidratos de gas. Se proporciona un adsorbedor de carbón activado como medida de seguridad para garantizar una operación confiable en la planta de GNL. Un adsorbedor de carbón activador retirará cualquier metal pesado presente en el gas de alimentación y evitará los problemas de corrosión en componentes de aluminio de los equipos del proceso de licuefacción. Esto se logrará mediante la adsorción a través de una capa de carbón activado.
- **Refrigeración y Licuefacción:** El proceso de refrigerante de multicomponentes pre-enfriado de propano de Air Products and Chemicals utiliza dos tipos de ciclos de refrigeración para pre-enfriar y licuar el gas de alimentación. El gas de alimentación primero es pre-enfriado utilizando el propano como refrigerante a cuatro niveles distintos de presión descendiente con sus temperaturas correspondientes. Después de ser enfriado por el propano de refrigeración, el gas de alimentación entra al intercambiador de calor criogénico principal. En el intercambiador de calor criogénico principal, el gas de alimentación es enfriado aún más y es totalmente condensado por el refrigerante mixto. Una válvula de control reduce la presión del GNL sub-enfriado que sale del intercambiador criogénico principal y después es enviado al tanque de almacenamiento. El GNL que entra a los tanques de almacenamiento tiene una presión de 1.08 bar y una temperatura de -163.1 °C.

3.1.7 Almacenamiento de GNL

Como se mencionó anteriormente, la capacidad del tanque se encuentra relacionada con la capacidad de procesamiento de la planta (225 MMSCFD) así como el intervalo de días para el embarque a buques tanqueros, el cual asume un valor de 18 días para el presente Proyecto de investigación.

Por ello, para el almacenamiento de LNG, se construirán 2 tanques de 87,500 m³. Los tanques empleados serán del tipo contención total que presentan un diseño cuyo tanque interior es de acero al carbono al 9% de níquel, un aislamiento de perlita y finalmente una pared exterior de hormigón pretensado. El techo es de hormigón reforzado recubierto en su interior por un revestimiento de chapa de acero al carbono. Todas las conexiones de entrada y salida de líquido y gas del tanque, así como las tomas de instrumentación, se hacen a través de la cúpula.

Cada tanque de almacenamiento estará previsto de tres bombas de carga internas de LNG de 2,500 m³/h cada una y estarán ubicadas en pozos de bombeo verticales. En operación normal se gestionarán los dos tanques como uno solo, empleando para ello dos de las tres bombas disponibles de cada tanque, permitiendo el llenado de un buque de 160,000 m³ en 16 horas. Véase el Anexo F para el cálculo de la capacidad del tanque.

Además, cada tanque contará de un pozo adicional para mantener la operación en caso de inutilización de alguno de los otros cuatro.

Para mantener el enfriamiento de las tuberías cuando no se esté cargando un buque tanquero de GNL, la tubería de reciclaje de la bomba permitirá que las bombas de carga retroalimenten LNG para proporcionar un control de flujo preciso y mantener una circulación mínima del flujo.

El vapor de los Tanques de Almacenamiento de GNL no será venteado, sino que será recolectado por los compresores de vapor de gas. El gas recolectado por los compresores de vapor de gas será empleado como combustible para los equipos de gas. Los tanques tendrán válvulas de control de presión diseñadas para abrirse a presiones máximas predeterminadas con la finalidad de impedir que los vapores excedentes se acumulen en los tanques.

Los Tanques de Almacenamiento de GNL operarán a una presión de 1.08 bar y una temperatura de -163.1 °C.

3.1.8 Terminal Marítimo

La Planta de GNL estará diseñada para incluir instalaciones marinas de carga de GNL.

Estas instalaciones incluyen:

- Puente de Caballetes.
- Rompeolas
- Muelle de Servicios
- Iluminación y Ayuda para Navegación.
- Canal de Acceso para la Navegación de los buque-tanqueros de GNL.
- Atracaderos para Remolcadores.

El puente de caballetes contará con plataforma de aproximadamente 1.37 km se extiende desde la orilla del mar hasta la plataforma de carga. El puente de caballetes contará de una superestructura de acero soportada por caballetes de tubos de acero y un estribo de concreto moldeado en el sitio. Sobre el puente de caballetes se instalarán tuberías, sistemas auxiliares mecánicos y eléctricos y una vía de acceso.

Por otro lado, dado que el lugar estará expuesto a largos periodos de oleajes provenientes principalmente del sudoeste y con el fin de proporcionar un adecuado atraque a los buques tanqueros y reducir las tensiones en los cables de amarre por el movimiento inducido por el oleaje se requiere la construcción de un rompeolas adaptado para tal fin.

Asimismo, el cargue de GNL se realizará a través de cuatro brazos de cargue especialmente diseñados. Tres de los brazos serán utilizados para el cargue de GNL y uno para el retorno de vapor hacia los Compresor de Vapor de Gas.

La figura 3.7 muestra la ubicación del punto de carga a las embarcaciones. Este punto se encuentra ubicado en la isobata de 14 m de profundidad con una distancia de 1.37 km desde la orilla del mar. Esta distancia es la mínima posible entre la orilla de mar y la isobata de 14 m de profundidad. La coordenada del punto de carga en UTM – WGS 84 es: E 359077.00, N 8532212.00. Se logró determinar el punto de carga y la distancia a través de Cartas de Navegación elaboradas por la Dirección de Hidrografía y Navegación (DHN). Estas cartas se encuentran a disposición en la biblioteca de dicha entidad.

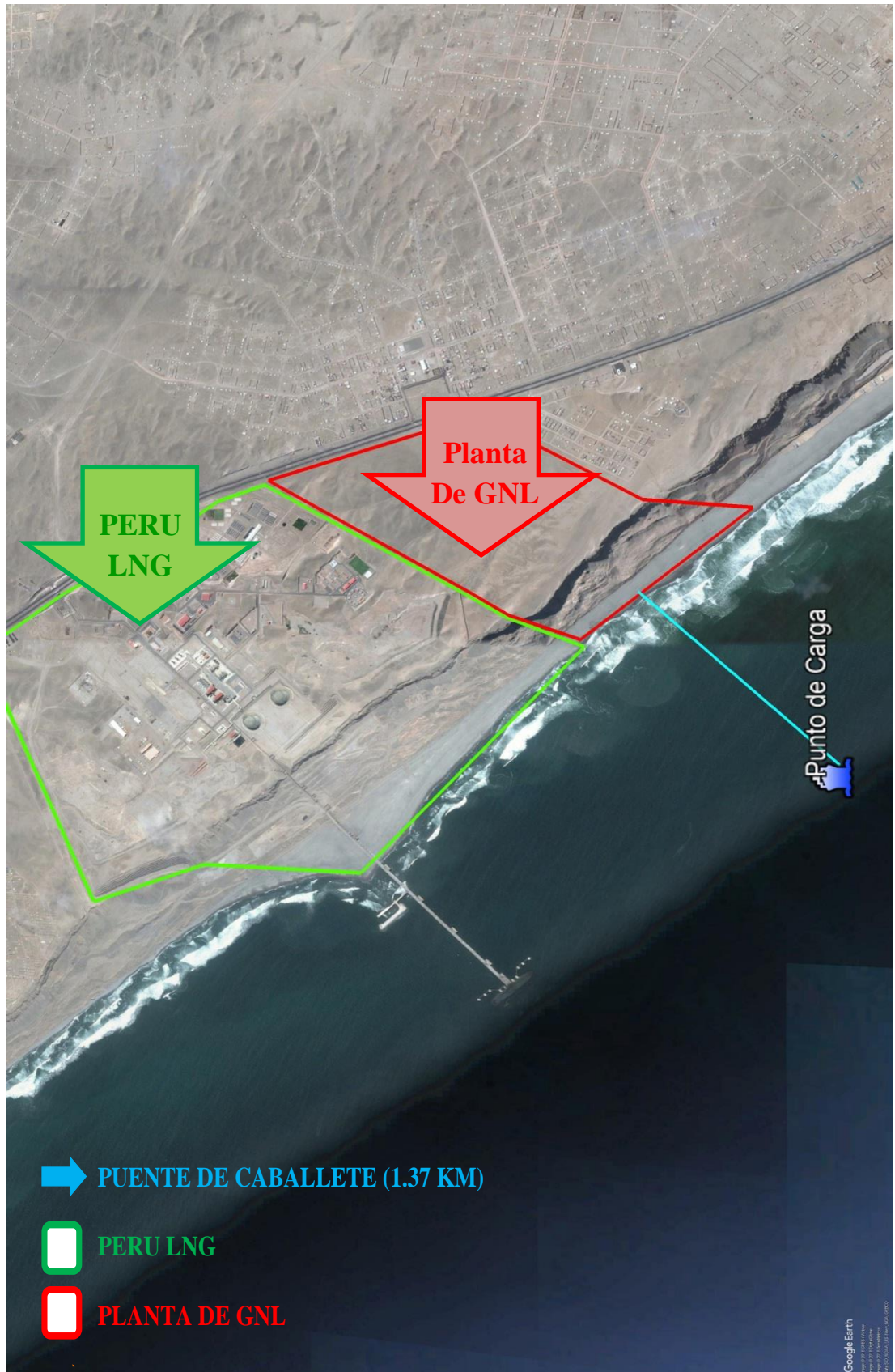


Figura 3.7. Ubicación del punto de carga del GNL.

[Elaboración propia]

3.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

3.2.1 Inversión de Capital.

La inversión de capital necesario para el desarrollo de esta Tesis está compuesta por la inversión de capital fijo (capital necesario para proveer los equipos e instalaciones de la planta), así como del capital de trabajo (capital necesario para la operación de la planta).

a. Capital Fijo

El cuadro 3.7 presenta el detalle del capital fijo.

Cuadro 3.7. Desglose del Capital Fijo.

RUBRO	UNIDAD	INVERSIÓN TOTAL US\$
Capital Fijo		512,117,535.80
Inversión Tangible		495,288,208.95
- Compra de Terreno		20,000,000.00
- Obras Civiles		1,000,000.00
- Obras Mecánicas	-	1,000,000.00
- Obras Electromecánicas	-	1,014,993.00
- Obras Eléctricas	-	1,000,000.00
- Obras Sanitarias		500,000.00
- Otros		1,000,000.00
- Planta de GNL		279,160,000.00
* Instalación de Planta, Puesta en Marcha (Ingeniería)		
- Tanques de Almacenamiento (87,500 m ³ c/u)	2	131,500,000.00
- Terminal Marítimo	1	41,000,000.00
- Instalación de Seguridad y Costos de Señalización		5,000,000.00
- Sistema de control (Ingeniería de control, compras, construcción, montaje, configuración, puesta en marcha)		1,532,147.01
- Edificaciones		7,131,068.94

- Muebles y Enseres		1,000,000.00
- Equipos de Cómputo y Otros		250,000.00
- Vehículos de uso interno	5	200,000.00
- Gasoducto 1.7 km + Estación de Regulación y Medición (Instalación)		3,000,000.00
Inversión Intangible		16,829,326.85
- Estudios (Plan de Contingencia , Estudio de Riesgo, Estudio de Impacto Ambiental)		5,000,000.00
- Gastos de organización		1,923,562.67
- Imprevistos		9,905,764.18

[Elaboración propia]

Del cuadro 3.7 se observa que el capital fijo asciende aproximadamente a 512.1 MMUSD.

b. Capital de Trabajo

El cuadro 3.8 presenta el detalle del capital de trabajo.

Cuadro 3.8. Egresos por año (incluye IGV).

CONCEPTO	INVERSIÓN (US\$)
1. Adquisición de Materias Primas	236,150,680.91
2. Costo de Operación	
2.1 Servicios Básicos (Electricidad, vapor, aire, otros)	27,916,000.00
2.2 Servicio de Terceros	17,663,053.61
2.3 Personal Operativo	1,328,917.33
3. Servicio de Transporte Marítimo	128,543,558.39
4. Servicio de Transporte TGP	82,360,244.00
5. Costo de Regasificación	46,183,314.39
6. Gastos Administrativos + Ventas	
6.1 Gastos Administrativos (empleados)	594,645.33
6.2 Cargas Diversas de Gestión	150,000.00
6.3 Gastos de Ventas	80,000.00
CAPITAL DE TRABAJO (PARA 3 MESES)	135,242,603.49

[Elaboración propia]

Del cuadro 3.8 se observa que el capital de trabajo asciende aproximadamente a 135.2 MMUSD.

Con lo mostrado en el cuadro 3.7 y cuadro 3.8, se observa que la inversión total asciende a un monto de 647.3 MMUSD.

3.2.2 Estructura de costos del Proyecto

En concordancia con lo anterior, se ha establecido los siguientes costos unitarios:

- El mercado destino, como se analizó anteriormente, es China el cual en la actualidad se rige por el marcador LNG JKM que bordeó los 10.57 US\$/MMBTU para finales del 2017.
- El costo de regasificación en Asia se ha estimado en 0.6 US\$/MMBTU.
- El costo de transporte marítimo se ha estimado en 1.67 US\$/MMBTU. Este costo de transporte depende de la distancia entre el puerto de salida y llegada, en este caso corresponde al trayecto Perú – China.
- El costo de servicio de transporte por parte del concesionario TGP se ha estimado en 1.07 US\$/MMBTU. El costo de transporte por parte de TGP depende de la distancia recorrida por el mismo, hasta el punto de entrega del gas natural.
- El costo de gas natural en boca de pozo o un punto de fiscalización del mismo, se ha estimado en 3.068 US\$/MMBTU. Este valor está relacionado con el valor del gas natural en el mercado de destino que para este Proyecto de Investigación se encuentra en Asia (10.57 US\$/MMBTU para diciembre de 2017), principalmente.
- Con los valores anteriores se obtiene un margen de 3.69 US\$/MMBTU para cubrir el costo de licuefacción.

El costo de licuefacción se ha estimado en 0.47 US\$/MMBTU; el cual es resultado de la división entre la inversión del proyecto y la producción de GNL, en MMBTU, a lo largo de la vida útil de la Planta de LNG (18 años). Revísese el Anexo G para el cálculo de los costos unitarios.

La figura 3.8 muestra la estructura de costos y el precio F.O.B del GNL.

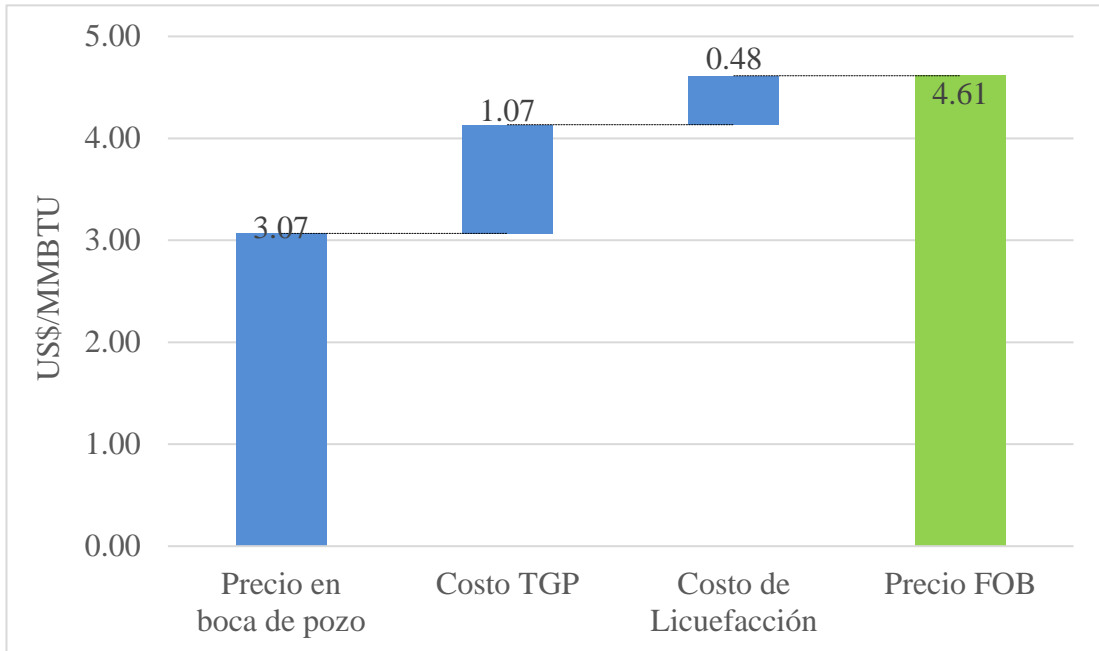


Figura 3.8. Estructura de costos en la cadena de GNL para el Proyecto.

[Elaboración propia]

Si al precio F.O.B. le sumamos el costo de transporte marítimo (Shipping Cost en inglés), el cual será tercerizado, y el precio de regasificación en los terminales, se obtiene un precio de entrega igual a 6.88 US\$/MMBTU. Pero el GNL no será vendido a este último valor, sino a lo que indique el precio spot en el mercado destino. El margen entre el costo de entrega y el precio spot, servirá para recuperar la inversión destinada a la ejecución del Proyecto; así como, para la generación de ganancias por la venta de GNL.

3.2.3 Análisis VAN, TIR y Pay Back

La figura 3.9 muestra el Cash Flow durante la vida del Proyecto. Para mayor detalle revítese el Anexo H.

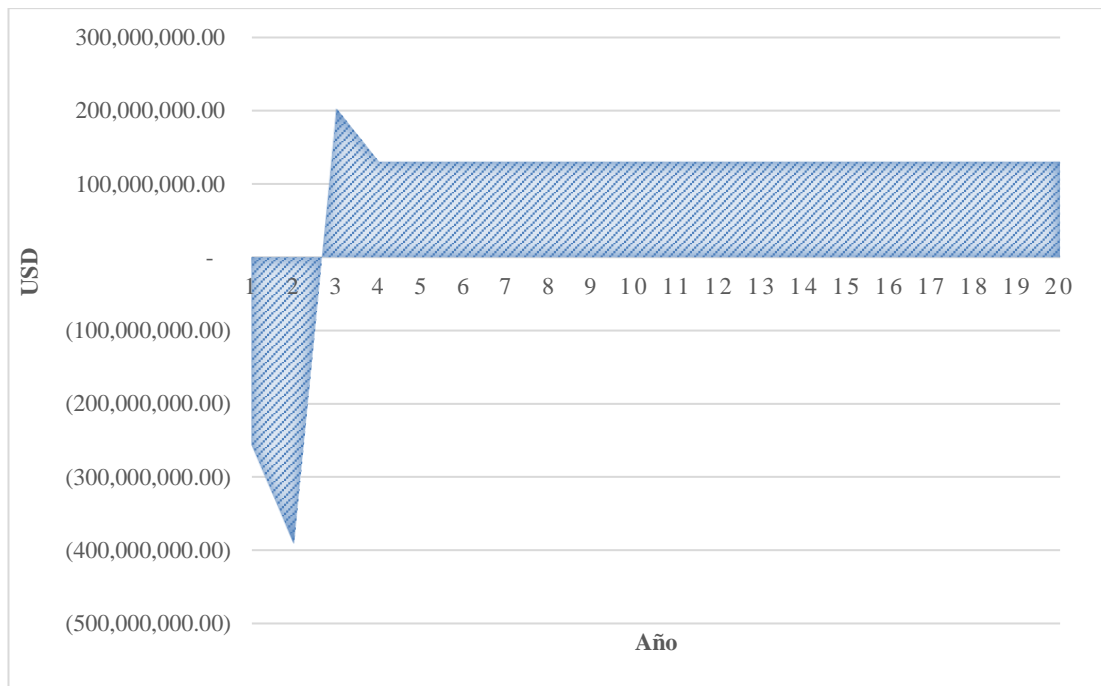


Figura 3.9. Cash Flow del proyecto de investigación.

[Elaboración propia]

Para un horizonte del proyecto de investigación de 18 años, más los 2 años de la etapa de inversión y construcción de la Planta, y con una tasa de descuento del flujo de caja igual a 12%, se ha estimado los siguientes indicadores económicos:

Cuadro 3.9. VAN, TIR y Pay Back.

VAN (US\$)	295,588,615.43
T.I.R.	19.64%
PERIODO DE RECUPERACIÓN (AÑOS)	7

[Elaboración propia]

3.2.4 Análisis de sensibilidad

El presente acápite considera el análisis de sensibilidad al cambiar solamente la variable de precio de venta de gas natural en el mercado objetivo Asia. La figura 3.10 representa el VAN y TIR calculados para distintos precios de venta de GN y precios proyectados. Cabe precisar que el precio de compra en boca pozo de GN esta indexado al precio de venta en el mercado destino.

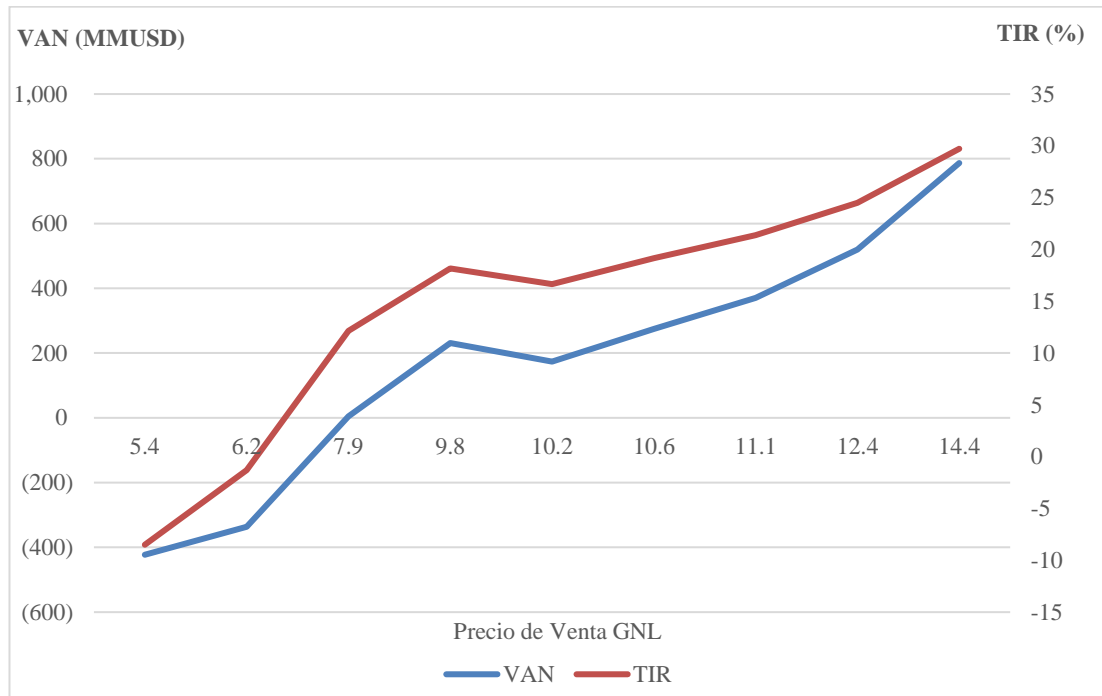


Figura 3.10. Análisis de viabilidad económica del Proyecto.

[Elaboración propia]

Los precios de venta (US\$/MMBTU) de GN representados en la base horizontal de la figura 3.10, indican que para un precios menores a 7.9 US\$/MMBTU (1.5 US\$/MMBTU en boca de pozo) el Proyecto resulta económicamente no viable. De considerarse otros mercados objetivos distintos a la región Asia, se tendrá que desarrollar un análisis de sensibilidad reevaluando el costo de transporte marítimo.

3.2.5 Regalías a favor del Estado

Con base a lo señalado anteriormente, se ha establecido un valor promedio para las regalías unitarias para precios superiores a los 9 US\$/MMBTU en el marcador LNG JKM mostrados en el cuadro 2.1. Este promedio alcanza el valor de 1.0950 US\$/MMBTU.

De mantenerse los precios del marcador LNG JKM en los próximos años, el Estado peruano recibiría un total de US\$ 84'284,548.76 por año, por el concepto de regalías de parte del concesionario del lote que suministrará gas natural al Proyecto. Vale aclarar que el consumo anual de GN es 76'972,190.65 MMBTU (materia prima).

Asimismo, el Estado peruano tendría ingresos por conceptos de Impuesto a la Renta, el cual, para el presente estudio y acorde al Anexo I, asciende al monto anual de US\$ 61'080,578.10.

Cuadro 3.10. Ingresos al Estado peruano por año durante la ejecución del proyecto.

CONCEPTO	MONTO (USD)
Regalías	84'284,548.76
Impuesto a la Renta	61'080,578.10

[Elaboración propia]

3.3 EVALUACIÓN AMBIENTAL

La producción de 225 MMSCFD de GNL generaría 0.0735 MMTCO₂/año, el cual se obtiene por la eliminación de este contaminante. Este valor es proporcional al generado en la planta de PERU LNG. Asimismo, el CO₂ emitido a la atmosfera representa el 0.14% de CO₂ emitido por el país, comparado con el valor más próximo, 53.1 millones de toneladas de dióxido de carbono (2016).

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- El proyecto de investigación generaría ingresos al Estado peruano por los conceptos de Regalía e Impuesto a la Renta, provenientes de la exportación de energía, los cuales se detallan a continuación:

CONCEPTO	INGRESOS (USD)
Regalías (Anual)	84'284,548.76
Impuesto a la Renta (Anual)	61'080,578.10
Total Anual	145'365,126.86
Total (18 años)	2''616'572,283.48

Es necesario precisar que, con base a la figura 2.1, los ingresos por conceptos de regalías e impuesto a la renta son variables, ya que el primer concepto se encuentra vinculado principalmente a la estabilidad de los precios internacionales de gas natural, así como al mercado objetivo final, y el segundo concepto, impuesto a la renta, a las utilidades que se obtienen por la venta de gas natural, ya que si los precios de gas natural descienden, los ingresos por la exportación de energía serán menores, sin embargo, con el fin de estimar incrementos porcentuales en los ingresos hacia el Estado peruano, se considerará como regalías base a las obtenidas por la exportación del gas natural en el año 2017 debido a que el presente proyecto de investigación considera en su evaluación económica los precios de gas natural registrados a fines del año en mención, es así que con base a la figura 2.1, el monto por regalías en el 2017 ascendió a un valor de US\$ 100'273,718.96 por la exportación de gas natural hacia diversos mercados con distintos marcadores. Es así como se obtiene el siguiente incremento porcentual:

INGRESO TOTAL DE REGALÍAS PERÚ LNG 2017 (MMUS\$)	INGRESO TOTAL REGALÍAS NUEVA PLANTA DE LICUEFACCIÓN 1° AÑO (MMUS\$)	INCREMENTO DE INGRESOS %
100.27	84.28	84.05

Asimismo, la exportación de energía ha sido favorable hacia el Estado ya que se obtuvieron 1,200 MMUS\$ de ingresos, figura 2.1, por el concepto de regalías durante el periodo 2010 – 2017, el cual representó el 46.55% de total de regalías gasíferas a favor del Perú.

Por otro lado, no se puede estimar el incremento de ingresos hacia el Estado peruano por el concepto de Impuesto a la Renta, ya que, con base a la figura 2.1, a pesar de que el Estado peruano obtiene ingresos por el concepto de regalías, PERU LNG registra valores negativos por Impuesto a la Renta, los cuales generan un ingreso nulo hacia el Estado.

- El aumento de reservas probadas de gas natural en 2,005 BCF (+14%) durante el periodo 2015 – 2016, y los pocos proyectos de consumo de gas natural a desarrollarse en el sur y centro del país, garantiza la disponibilidad de materia prima para el desarrollo del presente estudio. Asimismo, con base al cuadro 1.4, existe 1.19 TCF de reservas probadas de gas natural no contratada, los cuales serán utilizados en el proyecto de investigación. Por otro lado, la declaratoria de comercialidad y futura producción del lote 58 (400 MMPCD), da lugar a exportar energía por un poco más de 28 años, con base a lo presentado en el cuadro 3.3.
- La implementación de una planta de licuefacción de gas natural en la costa central del Perú es viable económicamente, al obtenerse una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual al 19.64%, para un Valor actual Neto Económico (VAN) de 295 MMUSD siendo el periodo de recuperación de la inversión (PAY BACK) 7 años. Asimismo, es viable ambientalmente debido a que solo generaría anualmente 0.0735 millones de toneladas de CO₂, el cual se obtiene durante la eliminación de contaminantes en el procesamiento de licuefacción de 225 MMPCD de gas natural. La cantidad de CO₂ emitido a la atmosfera representaría menos del 0.14% de CO₂ emitido por el país.
- Con el aumento de la capacidad en el Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural a 1,540 MMPCD, y con base a lo presentado en la figura 2.3, de la cual se

infiere que hay una capacidad de 240 MMPCD no utilizada a diciembre de 2017, se garantiza infraestructura existente para el transporte de materia prima desde el yacimiento gasífero.

- El comercio de gas natural licuado (GNL) continuará en crecimiento (figura 2.18), como ha estado ocurriendo a lo largo de los últimos años (figura 2.6), que durante el periodo 2015 – 2016 ascendió en 13.1 MTPA (+5%), contabilizando un total de 258 MTPA de GNL comercializado a nivel global. Por otro lado, se espera que el uso de tecnología de punta contribuya de manera significativa al crecimiento del mercado de GNL, como por ejemplo las Unidades Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) que ascendió en 6 MTPA (+8%) de capacidad de regasificación a nivel global entre diciembre de 2014 y enero de 2017. Adicionalmente, el comercio de GNL seguirá cambiando para satisfacer las necesidades de los compradores, ofreciendo contratos a más corto plazo (figura 2.19) y de menos volumen (figura 2.20) con mayores grados de flexibilidad, puesto que antes existía una falta de interés en los compradores debido a los contratos a largo plazo.
- El estudio de mercados objetivos da como resultados China, Corea del Sur, India y España, siendo China el principal destino objetivo debido a su plan de cambio en su matriz energética, así como la sobrepoblación existente en dicho país lo cual conlleva a un mayor consumo de gas natural. En general el mercado asiático es un destino potencial para la comercialización del GNL producido, debido a que presenta precios superiores a los 9 US\$/MMBTU desde setiembre de 2017 (figura 2.22).

Orden de Mercado Objetivo	Destino del GNL	Marcador	Precio a diciembre de 2017 (USD/MMBTU)
1	China	LNG JKM	10.57
2	Corea del Sur	LNG JKM	10.57
3	India	LNG JKM	10.57
4	España	NBP	7.82

- La capacidad estimada de la Planta de LNG, considerando la actual infraestructura del STD-GN y la producción de gas natural, es de 225 MMSCFD. Una capacidad superior a esta solo podría existir si TGP aumenta la capacidad de transporte de gas

natural y las reservas de gas natural se incrementasen. Asimismo, la vida útil del proyecto se ha estimado en 18 años, con base a lo analizado en los cuadros 3.2 y 3.3. El proyecto consumirá 1.48 TCF de GN por los 18 años de operación.

- La localización seleccionada para la planta de LNG, Pampa Melchorita, reduce los egresos en el desarrollo de proyectos de inversión social a las poblaciones aledañas al gasoducto y la planta, debido a una menor área de inversión social comparada con otras plantas de LNG en el país; así como un menor costo de inversión, pues se requiere de una menor extensión de gasoducto de uso propio (1.7 km), comparado con otras plantas de LNG en el país (408 km).
- El proceso APC – C3MR™ es la tecnología más usada para plantas con capacidad de licuefacción menores a 2 MTPA y mayor a 1 MTPA (1.6 MTPA para el presente estudio), con base a lo presentado en el cuadro 2.8, por ello, se ha seleccionado dicha tecnología para el desarrollo del presente Proyecto de Investigación.
- El descenso en los precios de gas natural en los distintos mercados representa un riesgo hacia el proyecto, los cuales son dependientes del precio de petróleo, por ello, si el precio del gas natural llegase a ser menor a los 7.9 US\$/MMBTU en el mercado asiático, el proyecto no será económicamente viable a pesar de que el costo de materia prima disminuyese a 1.5 US\$/MMBTU en boca de pozo.

4.2 RECOMENDACIONES

- Es importante resaltar que solo se utilicen reservas gasíferas no comprometidas con la masificación del gas natural, dado que debe ser la prioridad nacional el abastecimiento de energía a un menor costo para los usuarios del país. Hacer uso de reservas de gas para exportación pero que han sido destinadas para el abastecimiento interno de país podría generar conflictos sociales que conllevaría a un posible rechazo en la posibilidad que se implemente esta investigación.
- Es recomendable que el GNL producido sea destinado en su mayoría hacia el mercado asiático a pesar de la gran distancia marítima a recorrer frente a otras posibles regiones, debido a que poseen precios de GN superiores frente a los otros marcadores, con el fin de cubrir el margen de operación y egresos provenientes de servicios de terceros.
- Es recomendable establecer una cláusula de equilibrio contractual, en el cual las partes acuerden mecanismos que protejan a ambas en caso de cambios estructurales

en los mercados que incidan en los precios y por tanto, en los ingresos (o egresos) de las partes.

- Es recomendable la ejecución del Proyecto en el corto o mediano plazo, con el fin de evitar el ingreso en un mercado con sobre oferta a largo plazo, así como la competencia frente a las energías renovables que poco a poco se van desarrollando y las políticas de cero emisiones que toman cuerpo en el mundo.
- Se deberá desarrollar estudios geotécnicos a la ubicación seleccionada para la planta de LNG, para descartar arcillas expansivas, las cuales crean condiciones inestables en las cimentaciones de los tanques de almacenamiento de GNL. Asimismo, es recomendable realizar estudios de ingeniería tanto en la costa como en el mar, estudios ambientales de línea base, estudios arqueológicos y socio-económicos.

BIBLIOGRAFÍA

1. BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2017.
2. INTERNATIONAL GAS UNION, LNG Report – 2017 Edition.
3. INTERNATIONAL GAS UNION, LNG Report – 2016 edition.
4. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Informe Estadístico Upstream – Downstream, enero 2017.
5. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos – 2016.
6. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Prices – Natural Gas Spot and Futures Prices.
7. PROMIGAS – Informe del Sector Gas Natural en Perú 2016.
8. LNG Outlook 2017 – Shell.
9. LNG Outlook 2018 – Shell.
10. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. International Energy Outlook 2017.
11. INTERNATIONAL GROUP OF LIQUEFIED NATURAL GAS IMPORTERS. GIIGNL Annual Report – 2017.
12. GNL GLOBAL.
13. BP ENERGY OUTLOOK – 2017 EDITION.
14. BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. Global LNG Outlook 2017.
15. www.perulng.com – 27/11/2017.
16. www.perupetro.com.pe – 05/02/2018
17. INFORME DE CLASIFICACIÓN DE PERU LNG, Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A – mayo de 2017.

18. PRIMER PROGRAMA DE BONOS CORPORATIVOS DE PERU LNG, Apoyo & Asociados – noviembre de 2017.
19. Diseño y Evaluación de Estación de Regulación y Gasoducto para una Termoeléctrica en el distrito de Chilca, Cañete – José Alberto Dongo Cerpa, 2015.
20. TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ – Memoria Anual, 2016.
21. OSINERGMIN.
22. OSINERGMIN – Boletín Informativo de Gas Natural 2016 – I.
23. Adenda al Contrato Boot Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate.
24. PERUPETRO – Informe Mensual de Actividades, diciembre 2017.
25. Informe Plan de Desarrollo de los Recursos de Hidrocarburos 2017 – 2021.
26. AIR PRODUCTS CHEMICAL.
27. Evaluación y Selección de la Etapa de Pre-enfriamiento en ciclos de licuefacción de gas natural – Mohamad Majzoub Dahouk.
28. Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto de Exportación de GNL – Golder Associates.
29. Estudio de Factibilidad para la Distribución de Gas Natural Licuado a Clientes Industriales en el Norte del Perú – Ricardo Santillan Chumpitaz.
30. NATURAL GAS CONVERSION POCKETBOOK – IGU.
31. CB&I.
32. Estudio de Pre-Factibilidad Técnica Económica de una Planta Regasificadora de Gas Natural Licuado, 2009 – Nicolás Castillo Felmer.
33. PERUPETRO – Informe Mensual de Actividades, diciembre 2016.
34. DIRECCIÓN DE HIDROGRAFÍA Y NAVEGACIÓN.
35. Gas Pipeline Hydraulics – E. Shashi Menon.
36. Estudio de Viabilidad Técnico-Económica para la Construcción de una Planta de Licuefacción – Roberto Díaz Herrera.

37. PERUPETRO – Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 56.
38. MEMORIA ANUAL 2017 – PERU LNG.
39. <https://revistaenergía.pe> – 10/05/2019.

GLOSARIO Y UNIDADES UTILIZADAS

GN: Gas natural

GNL: Gas natural licuado.

HH: Henry Hub.

PLNG: PERU LNG.

MTPA: Millón de tonelada por año.

TCF: Trillones americanos de pies cúbicos (10^{12} pies cúbicos).

BCF: Billones americanos de pies cúbicos (10^9 pies cúbicos).

MMSCFD: Millones de pies cúbicos a condiciones estándar por día.

BCM: Billones de metros cúbicos (10^9 metros cúbicos).

TGP: Transportadora de Gas del Perú.

STD-GN: Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural de Camisea a Lima.

Reservas: “Las reservas son aquellas cantidades de petróleo y gas natural que se anticipan como recuperables comercialmente mediante proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben haber sido descubiertas, ser recuperables, ser comerciales y estar remanentes (a la fecha de evaluación) basadas en los proyectos de desarrollo aplicados.”

Reservas probadas: “Las Reservas Probadas son aquellas cantidades de petróleo y gas natural, las cuales mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operaciones y reglamentación gubernamental definidas.”

Reservas Probables: “Las Reservas Probables son aquellas Reservas adicionales en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indica que son menos probables de ser recuperadas, comparadas con las Reservas Probadas, pero más ciertas de recuperarse que las Reservas Posibles”. Cuando se utilizan métodos probabilistas, deberá existir por lo menos una probabilidad de 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P.

Reservas Posibles: “Las Reservas Posibles son aquellas Reservas adicionales en las cuales el análisis de datos de geociencias y de ingeniería sugiere que son menos probables a ser recuperadas, que las Reservas Probables.”

Cuando se utilizan los métodos probabilistas, debería existir por lo menos una probabilidad de 10% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superaran la estimación 3P.

Recursos Contingentes: “Aquellas cantidades estimadas de petróleo y gas natural, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero los proyectos que pudieran ser aplicados aún no se consideran lo suficientemente maduras para un desarrollo comercial, debido a una o más contingencias”.

Recursos Prospectivos: “Las cantidades de petróleo y gas natural estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones aun no descubiertas”.

ANEXOS

ANEXO A

Plantas de Licuefacción a finales de 2016

Número de Referencia	País	Proyecto	Puesta en marcha	Capacidad Nominal (MTPA)	Consorcio*	Tecnología de licuefacción
1	United States	Kenai LNG**	1969	1.5	ConocoPhillips	ConocoPhillips Optimized Cascade®
2	Libya	Marsa El Brega***	1970	3.2	LNOC	APC C3MR
3	Brunei	Brunei LNG T1-4	1973	5.76	Government of Brunei, Shell, Mitsubishi	APC C3MR
3	Brunei	Brunei LNG T5	1974	1.44	Government of Brunei, Shell, Mitsubishi	APC C3MR
4	United Arab Emirates	ADGAS LNG T1-2	1977	2.6	ADNOC, Mitsui, BP, TOTAL	APC C3MR
5	Algeria	Arzew - GL1Z (T1-6)	1978	7.9	Sonatrach	APC C3MR
5	Algeria	Arzew - GL2Z (T1-6)	1981	8.2	Sonatrach	APC C3MR
6	Indonesia	Bontang LNG T3-4	1983	5.4	Pertamina	APC C3MR
7	Malaysia	MLNG Satu (T1-3)	1983	8.4	PETRONAS, Mitsubishi, Sarawak State Government	APC C3MR
8	Australia	North West Shelf T1	1989	2.5	BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, Woodside, Mitsubishi, Mitsui	APC C3MR
8	Australia	North West Shelf T2	1989	2.5	BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, Woodside, Mitsubishi, Mitsui	APC C3MR
6	Indonesia	Bontang LNG T5	1990	2.9	Pertamina	APC C3MR
8	Australia	North West Shelf T3	1992	2.5	BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, Woodside, Mitsubishi, Mitsui	APC C3MR
4	United Arab Emirates	ADGAS LNG T3	1994	3.2	ADNOC, Mitsui, BP, TOTAL	APC C3MR
6	Indonesia	Bontang LNG T6	1994	2.9	Pertamina	APC C3MR
7	Malaysia	MLNG Dua (T1-3)	1995	9.6	PETRONAS, Shell, Mitsubishi, Sarawak State Government	APC C3MR
9	Qatar	Qatargas I (T1)	1997	3.4	Qatar Petroleum, ExxonMobil, TOTAL, Marubeni, Mitsui	APC C3MR
9	Qatar	Qatargas I (T2)	1997	3.4	Qatar Petroleum, ExxonMobil, TOTAL, Marubeni, Mitsui	APC C3MR
6	Indonesia	Bontang LNG T7	1998	2.7	Pertamina	APC C3MR
9	Qatar	Qatargas I (T3)	1998	3.2	Qatar Petroleum, ExxonMobil, TOTAL, Mitsui, Marubeni	APC C3MR
9	Qatar	RasGas I (T1)	1999	3.3	Qatar Petroleum, ExxonMobil, KOGAS, Itochu, LNG Japan	APC C3MR

Número de Referencia	País	Proyecto	Puesta en marcha	Capacidad Nominal (MTPA)	Consortio*	Tecnología de licuefacción
10	Trinidad	ALNG T1	1999	3.3	BP, BG, Shell, CIC, NGC Trinidad	ConocoPhillips Optimized Cascade®
11	Nigeria	NLNG T1	2000	3.3	NNPC, Shell, TOTAL, Eni	APC C3MR
12	Oman	Oman LNG T1	2000	3.55	Omani Govt, Shell, TOTAL, Korea LNG, Partex, Mitsubishi, Mitsui, Itochu	APC C3MR
6	Indonesia	Bontang LNG T8	2000	3	Pertamina	APC C3MR
12	Oman	Oman LNG T2	2000	3.55	Omani Govt, Shell, TOTAL, Korea LNG, Partex, Mitsubishi, Mitsui, Itochu	APC C3MR
9	Qatar	RasGas I (T2)	2000	3.3	Qatar Petroleum, ExxonMobil, KOGAS, Itochu, LNG Japan	APC C3MR
11	Nigeria	NLNG T2	2000	3.3	NNPC, Shell, TOTAL, Eni	APC C3MR
10	Trinidad	ALNG T2	2002	3.4	BP, Shell	ConocoPhillips Optimized Cascade®
11	Nigeria	NLNG T3	2002	3	NNPC, Shell, TOTAL, Eni	APC C3MR
10	Trinidad	ALNG T3	2003	3.4	BP, Shell	ConocoPhillips Optimized Cascade®
7	Malaysia	MLNG Tiga (T1-2)	2003	7.7	PETRONAS, Shell, Nippon, Sarawak State Government, Mitsubishi	APC C3MR
9	Qatar	RasGas II (T1)	2004	4.7	Qatar Petroleum, ExxonMobil	APC C3MR/Split MR™
8	Australia	North West Shelf T4	2004	4.6	BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, Woodside, Mitsubishi, Mitsui	APC C3MR
13	Egypt	Damietta LNG***	2005	5	Gas Natural Fenosa, Eni, EGPC, EGAS	APC C3MR/Split MR™
13	Egypt	ELNG T1***	2005	3.6	Shell, PETRONAS, EGAS, EGPC, ENGIE	ConocoPhillips Optimized Cascade®
9	Qatar	RasGas II (T2)	2005	4.7	Qatar Petroleum, ExxonMobil	APC C3MR/Split MR™
13	Egypt	ELNG T2***	2005	3.6	Shell, PETRONAS, EGAS, EGPC	ConocoPhillips Optimized Cascade®
12	Oman	Qalhat LNG	2006	3.7	Government of Oman, Oman LNG, Gas Natural Fenosa, Eni, Itochu, Mitsubishi, Osaka Gas	APC C3MR
10	Trinidad	ALNG T4	2006	5.2	BP, Shell, NGC Trinidad	ConocoPhillips Optimized Cascade®

Número de Referencia	País	Proyecto	Puesta en marcha	Capacidad Nominal (MTPA)	Consorcio*	Tecnología de licuefacción
11	Nigeria	NLNG T4	2006	4.1	NNPC, Shell, TOTAL, Eni	APC C3MR
11	Nigeria	NLNG T5	2006	4.1	NNPC, Shell, TOTAL, Eni	APC C3MR
14	Australia	Darwin LNG T1	2006	3.7	ConocoPhillips, Santos, INPEX, Eni, JERA, Tokyo Gas	ConocoPhillips Optimized Cascade®
9	Qatar	RasGas II (T3)	2007	4.7	Qatar Petroleum, ExxonMobil	APC C3MR/Split MR™
15	Equatorial Guinea	EG LNG T1	2007	3.7	Marathon, Sonagas, Mitsui, Marubeni	ConocoPhillips Optimized Cascade®
16	Norway	Snøhvit LNG T1	2008	4.2	Statoil, Petoro, TOTAL, ENGIE, LetterOne	Linde MFC
11	Nigeria	NLNG T6	2008	4.1	NNPC, Shell, TOTAL, Eni	APC C3MR
8	Australia	North West Shelf T5	2008	4.6	BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, Woodside, Mitsubishi, Mitsui	APC C3MR
9	Qatar	Qatargas II (T1)	2009	7.8	Qatar Petroleum, ExxonMobil	APC AP-X
17	Russia	Sakhalin 2 (T1)	2009	5.4	Gazprom, Shell, Mitsui, Mitsubishi	Shell DMR
17	Russia	Sakhalin 2 (T2)	2009	5.4	Gazprom, Shell, Mitsui, Mitsubishi	Shell DMR
9	Qatar	RasGas III (T1)	2009	7.8	Qatar Petroleum, ExxonMobil	APC AP-X
9	Qatar	Qatargas II (T2)	2009	7.8	Qatar Petroleum, ExxonMobil, TOTAL	APC AP-X
18	Indonesia	Tangguh LNG T1	2009	3.8	BP, CNOOC, Mitsubishi, INPEX, JOGMEC, JX Nippon Oil & Energy, KG Berau Sojitz, Sumitomo, Mitsui	APC C3MR/Split MR™
19	Yemen	Yemen LNG T1	2009	3.6	TOTAL, Hunt Oil, Yemen Gas Co., SK Corp, KOGAS, GASSP, Hyundai	APC C3MR/Split MR™
18	Indonesia	Tangguh LNG T2	2009	3.8	BP, CNOOC, Mitsubishi, INPEX, JOGMEC, JX Nippon Oil & Energy, KG Berau Sojitz, Sumitomo, Mitsui	APC C3MR/Split MR™
9	Qatar	RasGas III (T2)	2010	7.8	Qatar Petroleum, ExxonMobil	APC AP-X
19	Yemen	Yemen LNG T2	2010	3.6	TOTAL, Hunt Oil, Yemen Gas Co., SK Corp, KOGAS, GASSP, Hyundai	APC C3MR/Split MR™
20	Perú	PERU LNG T1	2010	4.45	Hunt Oil, Shell, SK Corp, Marubeni	APC C3MR/Split MR™
9	Qatar	Qatargas III	2010	7.8	Qatar Petroleum, ConocoPhillips, Mitsui	APC AP-X

Número de Referencia	País	Proyecto	Puesta en marcha	Capacidad Nominal (MTPA)	Consorcio*	Tecnología de licuefacción
9	Qatar	Qatargas IV	2011	7.8	Qatar Petroleum, Shell	APC AP-X
21	Australia	Pluto LNG T1	2012	4.43	Woodside, Kansai Electric, Tokyo Gas	Shell propane pre-cooled mixed refrigerant design
5	Algeria	Skikda - GL1K Rebuild	2013	4.5	Sonatrach	APC C3MR
22	Angola	Angola LNG T1	2014	5.2	Chevron, Sonangol, BP, Eni, TOTAL	ConocoPhillips Optimized Cascade®
23	Papua New Guinea	PNG LNG T1	2014	3.45	ExxonMobil, Oil Search, Govt. of PNG, Santos, Nippon Oil, PNG Landowners (MRDC), Marubeni, Petromin PNG	APC C3MR
23	Papua New Guinea	PNG LNG T2	2014	3.45	ExxonMobil, Oil Search, Govt. of PNG, Santos, Nippon Oil, PNG Landowners (MRDC), Marubeni, Petromin PNG	APC C3MR
5	Algeria	Arzew - GL3Z (Gassi Touil)	2014	4.7	Sonatrach	APC C3MR/Split MR™
24	Australia	QCLNG T1	2014	4.25	Shell, CNOOC	ConocoPhillips Optimized Cascade®
24	Australia	QCLNG T2	2015	4.25	Shell, Tokyo Gas	ConocoPhillips Optimized Cascade®
25	Indonesia	Donggi-Senoro LNG	2015	2	Mitsubishi, Pertamina, KOGAS, Medco	APC C3MR
26	Australia	GLNG T1	2016	3.9	Santos, PETRONAS, TOTAL, KOGAS	ConocoPhillips Optimized Cascade®
27	Australia	Australia Pacific LNG T1	2016	4.5	ConocoPhillips, Origin Energy, Sinopec	ConocoPhillips Optimized Cascade®
28	United States	Sabine Pass T1	2016	4.5	Cheniere Energy, Blackstone	ConocoPhillips Optimized Cascade®
26	Australia	GLNG T2	2016	3.9	Santos, PETRONAS, TOTAL, KOGAS	ConocoPhillips Optimized Cascade®
28	United States	Sabine Pass T2	2016	4.5	Cheniere Energy, Blackstone	ConocoPhillips Optimized Cascade®
29	Australia	Gorgon LNG T1	2016	5.2	Chevron, ExxonMobil, Shell, Osaka	APC C3MR/Split MR™

Número de Referencia	País	Proyecto	Puesta en marcha	Capacidad Nominal (MTPA)	Consortio*	Tecnología de licuefacción
					Gas, Tokyo Gas, JERA	
29	Australia	Gorgon LNG T2	2016	5.2	Chevron, ExxonMobil, Shell, Osaka Gas, Tokyo Gas, JERA	APC C3MR/Split MR™
7	Malaysia	MLNG T9	2017	3.6	PETRONAS, JX Nippon Oil & Energy, Sabah State	APC C3MR/Split MR™

[Fuente: INTERNATIONAL GAS UNION, LNG Report – 2017 Edition]

ANEXO B

Terminales de regasificación a finales de 2015

Número de Referencia	País	Nombre del Terminal	Puesta en Marcha	Capacidad Nominal (MTPA)	Tipo
1	España	Barcelona	1969	12.8	Onshore
2	Japón	Negishi	1969	12	Onshore
3	Estados Unidos	Everett	1971	5.4	Onshore
4	Italia	Panigaglia (La Spezia)	1971	2.5	Onshore
5	Francia	Fos Tonkin	1972	4	Onshore
6	Japón	Senboku	1972	15.3	Onshore
7	Japón	Sodegaura	1973	29.4	Onshore
8	Japón	Chita LNG Joint/ Chita Kyodo	1977	8	Onshore
9	Japón	Tobata	1977	6.8	Onshore
10	Estados Unidos	Cove Point	1978	11	Onshore
11	Estados Unidos	Elba Island	1978	12.4	Onshore
12	Japón	Himeji	1979	13.3	Onshore
13	Francia	Montoir-deBretagne	1980	7.3	Onshore
14	Estados Unidos	Lake Charles	1982	17.3	Onshore
15	Japón	Chita	1983	12	Onshore
16	Japón	HigashiOhgishima	1984	14.7	Onshore
17	Japón	Nihonkai (Niigata)	1984	8.9	Onshore
18	Japón	Futtsu	1985	16	Onshore
19	Corea	Pyeong-Taek	1986	34.5	Onshore
20	Japón	Yokkaichi LNG Works	1987	7.1	Onshore
21	Bélgica	Zeebrugge	1987	6.6	Onshore
22	España	Huelva	1988	8.9	Onshore
23	España	Cartagena	1989	7.6	Onshore
24	Japón	Oita	1990	5.1	Onshore
25	Japón	Yanai	1990	2.4	Onshore
26	Taiwan	Yong an (Kaohsiung)	1990	10	Onshore
27	Turquía	Marmara Ereğlisi	1994	5.9	Onshore
28	Korea	Incheon	1996	38	Onshore
29	Japón	Sodeshi	1996	1.6	Onshore
30	Japón	Kawagoe	1997	7.7	Onshore
31	Japón	Ohgishima	1998	6.7	Onshore
32	Puerto Rico	Peñuelas (EcoElectrica)	2000	1.2	Onshore
33	Grecia	Revithoussa	2000	3.3	Onshore
34	Japón	Chita Midorihama Works	2001	8.3	Onshore
35	Korea	Tong-Yeong	2002	17	Onshore
36	República Dominicana	AES Andrés	2003	1.9	Onshore
37	España	Bilbao (BBG)	2003	5.3	Onshore
38	India	Dahej LNG	2004	10	Onshore
39	Portugal	Sines LNG	2004	5.8	Onshore
40	Reino Unido	Grain LNG	2005	15	Onshore
41	Korea	Gwangyang	2005	1.8	Onshore

Número de Referencia	País	Nombre del Terminal	Puesta en Marcha	Capacidad Nominal (MTPA)	Tipo
42	India	Hazira LNG	2005	5	Onshore
43	Japón	Sakai	2005	2	Onshore
44	Turquía	Aliaga LNG	2006	4.4	Onshore
45	México	Altamira LNG	2006	5.4	Onshore
46	China	Guangdong Dapeng LNG I	2006	6.7	Onshore
47	Japón	Mizushima LNG	2006	1.7	Onshore
48	España	Saggas (Sagunto)	2006	6.7	Onshore
49	España	Mugaros LNG (El Ferrol)	2007	2.6	Onshore
50	Reino Unido	Teesside GasPort	2007	3	Floating
51	México	Costa Azul	2008	7.5	Onshore
52	Estados Unidos	Freeport LNG	2008	11.3	Onshore
53	China	Fujian Putian	2008	5	Onshore
54	Estados Unidos	Northeast Gateway	2008	3	Floating
55	Estados Unidos	Sabine Pass	2008	30.2	Onshore
56	Argentina	Bahia Blanca GasPort	2008	3.8	Floating
57	Italia	Adriatic LNG/ Rovigo	2009	5.8	Offshore
58	Estados Unidos	Cameron LNG	2009	11.3	Onshore
59	Canada	Canaport	2009	7.5	Onshore
60	Reino Unido	Dragon LNG	2009	4.4	Onshore
61	Kuwait	Mina Al-Ahmadi	2009	5.8	Floating
62	Brasil	Pecém	2009	1.9	Floating
63	Chile	Quintero LNG	2009	2.7	Onshore
64	China	Shanghai Yangshan	2009	3	Onshore
65	Reino Unido	South Hook	2009	15.6	Onshore
66	Taiwan	Taichung LNG	2009	3	Onshore
67	Emiratos Árabes Unidos	Dubai	2010	3	Floating
68	Francia	FosMax LNG (Fos Cavaou)	2010	6	Onshore
69	Chile	Mejillones LNG	2010	1.5	Onshore
70	China	Liaoning Dalian	2011	3	Onshore
71	Holanda	GATE LNG	2011	8.8	Onshore
72	Estados Unidos	Golden Pass	2011	15.6	Onshore
73	Estados Unidos	Gulf LNG	2011	11.3	Onshore
74	Argentina	Puerto Escobar	2011	3.8	Floating
75	Thailand	Map Ta Phut LNG	2011	5	Onshore
76	China	Jiangsu Rudong LNG	2011	3.5	Onshore
77	Brasil	Guanabara LNG	2012	6	Floating
78	Indonesia	Nusantara	2012	3.8	Floating
79	Japón	Ishikari LNG	2012	1.4	Onshore
80	Japón	Joetsu	2012	2.3	Onshore
81	México	Manzanillo	2012	3.8	Onshore

Número de Referencia	País	Nombre del Terminal	Puesta en Marcha	Capacidad Nominal (MTPA)	Tipo
82	China	Guangzhou Dongguan LNG	2012	1	Onshore
83	Israel	Hadera Gateway	2013	3	Floating
84	India	Dabhol	2013	2	Onshore
85	España	El Musel	2013	5.4	Onshore
86	Singapur	Singapore LNG	2013	6	Onshore
87	Malasia	Lekas LNG (Malacca)	2013	3.8	Onshore
88	China	Zhejiang Ningbo	2013	3	Onshore
89	China	Guangdong Zhuhai LNG (CNOOC)	2013	3.5	Onshore
90	Italia	Livorno/LNG Toscana	2013	2.7	Floating
91	China	Hebei Tangshan Caofeidian LNG	2013	3.5	Onshore
92	China	Tianjin	2013	2.2	Floating
93	Japón	Naoetsu (Joetsu)	2013	2	Onshore
94	India	Kochi LNG	2013	5	Onshore
95	Brasil	Bahia/TRBA	2014	3.8	Floating
96	Indonesia	Lampung LNG	2014	1.8	Floating
97	Korea	Samcheok	2014	6.8	Onshore
98	China	Hainan Yangpu LNG	2014	2	Onshore
99	Japón	Hibiki LNG	2014	3.5	Onshore
100	China	Shandong Qingdao LNG	2014	3	Onshore
101	Lituania	Klaipeda LNG	2014	3	Floating
102	Indonesia	Arun LNG	2015	3	Onshore
103	Japón	Hachinohe LNG	2015	1.5	Onshore
104	Egipto	Ain Sokhna Hoegh	2015	4.1	Floating
105	Pakistan	Engro LNG	2015	3.8	Floating
106	Jordania	Aqaba LNG	2015	3.8	Floating
107	Egipto	Ain Sokhna BW	2015	5.7	Floating
108	Japón	Shin-Sendai	2015	1.5	Onshore

[Fuente: INTERNATIONAL GAS UNION, LNG Report – 2016 Edition]

ANEXO C

Calificación de subfactores para localización de la planta de GNL

N°	Factores	Subfactores	Peso relativo del subfactor	Alternativas de Localización			
				Distrito de Asia		Pampa Melchorita	
				P	I	P	I
1	Terreno	Área mínima de 100 hectáreas en la costa peruana, específicamente al sur de Lima	0.3	3	0.9	5	1.5
		Altitud de por lo menos 20 m sobre la costa con el fin de mitigar los efectos de amenaza de tsunami	0.3	5	1.5	5	1.5
		Movimiento de tierras y obras civiles	0.2	4	0.8	3	0.6
		Sismicidad del lugar	0.2	4	0.8	4	0.8
2	Materia Prima	Cercanía al ducto de TGP.	1	5	5	5	5
3	Riesgo Social y Ambiental	Baja sensibilidad socio-ambiental.	0.6	3	1.8	5	3
		Baja Densidad poblacional.	0.4	4	1.6	4	1.6
4	Despacho de GNL	Facilidades de dragado	0.3	4	1.2	4	1.2
		Condiciones oceánicas apropiadas para operaciones seguras de atraque de buques-tanques.	0.2	4	0.8	4	0.8
		Profundidad del mar por lo menos 18 m considerando distancia mínima hacia la orilla	0.5	5	2.5	4	2

[Elaboración propia]

ANEXO D

Factores para el cálculo de espesor de un gasoducto según ASME B31.8.2010

Cuadro D.1. Factor junta de longitudinal, E.

Especificación del Material	Tipo de Junta	E
API 5L	Sin Costura / Soldadura de Resistencia Eléctrica	1

[Fuente: Tabla 841.1.7 de la Norma ASME B31.8.2010]

Cuadro D.2. Factor de diseño, F.

Clase de localización	Factor de Diseño, F
Clase de localización 1, División 1	0.8
Clase de localización 1, División 2	0.72
Clase de localización 2	0.6
Clase de localización 3	0.5
Clase de localización 4	0.4

[Fuente: Tabla 841.1.6-1 de la Norma ASME B31.8.2010]

Cuadro D.3. Factor de Disminución de temperatura, T para tubos de acero.

Temperatura °F (°C)	Factor de disminución de Temperatura, T para tubos de acero
250 (121) o menos	1
300 (149)	0.967
350 (177)	0.933
400 (204)	0.9
450 (232)	0.867

[Fuente: Tabla 841.1.8-1 de la Norma ASME B31.8.2010]

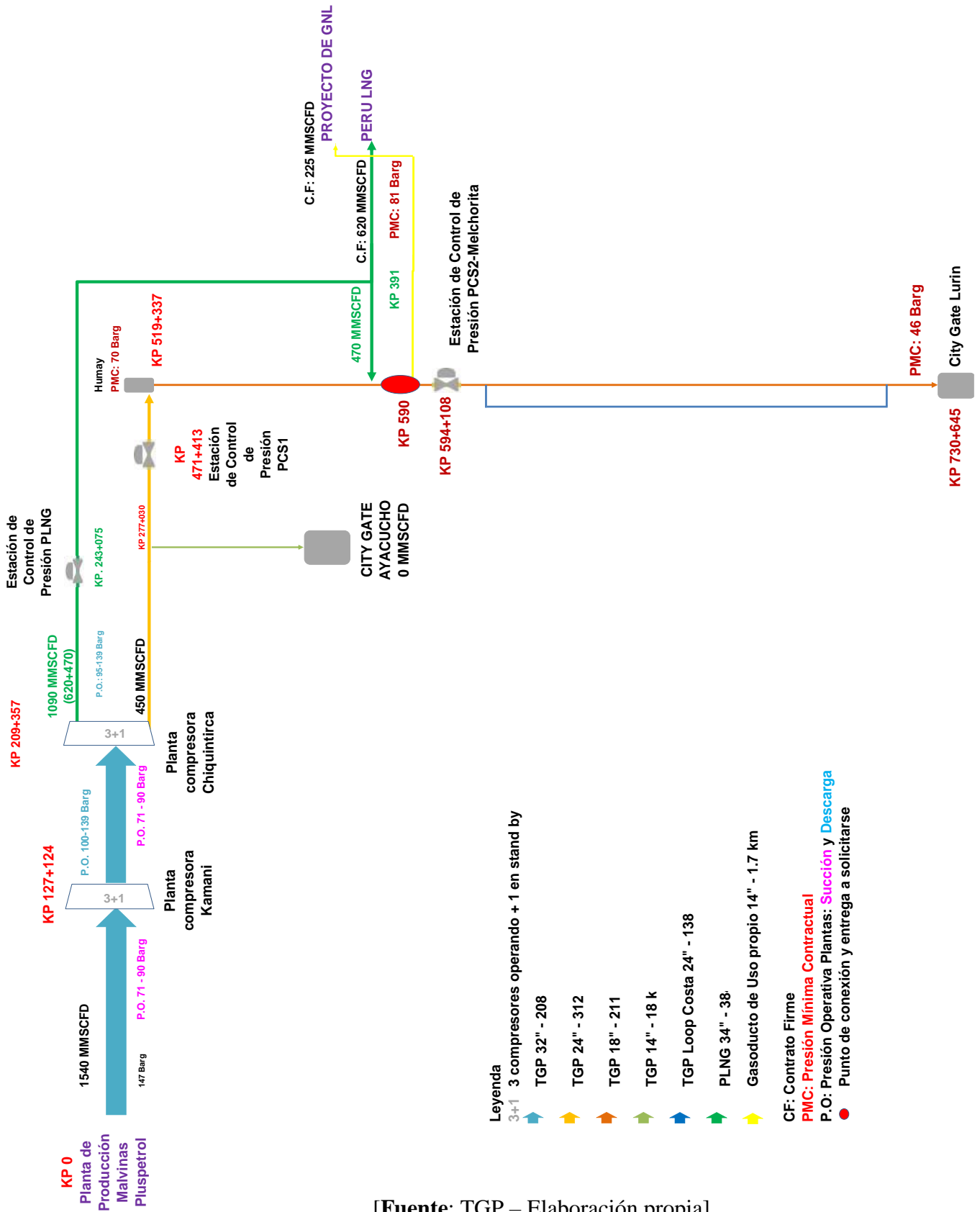
Cuadro D.4. Especificación tensión mínima de fluencia para tubos de acero comúnmente usados en sistemas de tubería, S.

Especificación del Material	Grado	Tipo de Junta	Tensión mínima de fluencia (S)	
			Psi	Mpa
API 5L	B	Sin Costura/Soldadura de Resistencia Eléctrica	35000	241
	x42		42000	290
	x46		46000	317
	X52		52000	359
	X56		56000	386
	X60		60000	414
	X65		65000	448
	X70		70000	483
	X80		80000	552

[Fuente: Tabla D-1 de la Norma ASME B31.8.2010]

ANEXO E

Diagrama del STD-GN y ubicación del gasoducto de uso propio



[Fuente: TGP – Elaboración propia]

- Leyenda**
- 3+1 3 compresores operando + 1 en stand by
 - TGP 32" - 208
 - TGP 24" - 312
 - TGP 18" - 211
 - TGP 14" - 18 k
 - TGP Loop Costa 24" - 138
 - PLNG 34" - 38.
 - Gasoducto de Uso propio 14" - 1.7 km
- CF: Contrato Firme
 PMC: Presión Mínima Contractual
 P.O: Presión Operativa Plantas: Succión y Descarga
 ● Punto de conexión y entrega a solicitarse

ANEXO F

Cálculo de la Capacidad del Tanque de Almacenamiento de GNL

Cuadro F.1. Tabla de conversión.

DESCRIPCIÓN	VALOR	UNIDAD
CAPACIDAD PLANTA	1.6	MTPA
densidad LNG	456	kg/m ³
GNL llegada	182,648	kg/hr
# Tanks	2	Unidades
# Bombas por tanque	3	Unidades
Capacidad de las bombas	2,500	m ³ /h
Frecuencia de carga /tiempo de llenado	18	días
Capacidad buque	160,000	M ³
Tiempo llenado de buque	16	horas
Capacidad tanque total	173,035	M ³
Capacidad Unitaria tanque	86,518	M³

[Elaboración propia]

Por efectos de seguridad se ha considerado una capacidad de 87,500 m³.

ANEXO G

Cálculo del costo de transporte marítimo y servicio de transporte de TGP

Cuadro G.1. Cálculo del costo de transporte marítimo.

LNG Carrier Shipping cost						
160,000 m3 tanker						
Cuenta para ida y vuelta, incluye 2 días adicionales por carga y descarga, \$35/nm costo de combustible y \$.20/MMBTU por Canal de Panamá						
Puerto Inicio	Puerto de descarga	Distancia aprox. nm	18 knots		Day rate (charter) \$	Costo de Transporte US\$/MMBTU
			Combustible \$	Días	90,000	
					18 knots	
Planta LNG	China	10,000	700,000	24	4,320,000	1.67

[Fuente: U.S. Natural Gas (LNG) Exports by Ronald D. Ripple – Elaboración propia]

Cuadro G.2. Cálculo del costo de transporte por ducto.

Costo de Servicio de Transporte TgP				
Proyecto	Cantidad Transportada MMSCFD	km del Servicio de Transporte	US\$/MCF	US\$/MMBTU
PERU LNG	620	211	0.40	0.37
PLANTA LNG	225	600	1.14	1.07

[Fuente: PERU LNG – Elaboración propia]

ANEXO H

Flujo de caja económico

RUBRO	ETAPA DE INVERSIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE PLANTA		Años					
	1	2	3	4	5	6	7	8
1. FLUJO DE BENEFICIOS								
INGRESOS								
TOTALES			813,596,055.17	813,596,055.17	813,596,055.17	813,596,055.17	813,596,055.17	813,596,055.17
2. FLUJO DE COSTOS								
Inversión	256,058,767.90	256,058,767.90						
Capital de Trabajo		135,242,603.49						
Materia Prima			236,150,680.91	236,150,680.91	236,150,680.91	236,150,680.91	236,150,680.91	236,150,680.91
Transporte Marítimo			128,543,558.39	128,543,558.39	128,543,558.39	128,543,558.39	128,543,558.39	128,543,558.39
Servicio TGP			82,360,244.00	82,360,244.00	82,360,244.00	82,360,244.00	82,360,244.00	82,360,244.00
Costos de Operación (sin contar materia prima)			46,907,970.95	46,907,970.95	46,907,970.95	46,907,970.95	46,907,970.95	46,907,970.95
Gastos Administrativos			594,645.33	594,645.33	594,645.33	594,645.33	594,645.33	594,645.33
Costo de Regasificación			46,183,314.39	46,183,314.39	46,183,314.39	46,183,314.39	46,183,314.39	46,183,314.39
Cargas Diversas de Gestión			150,000.00	150,000.00	150,000.00	150,000.00	150,000.00	150,000.00
Gastos de Ventas			80,000.00	80,000.00	80,000.00	80,000.00	80,000.00	80,000.00
Impuesto a la Renta			61,080,578.10	61,080,578.10	61,080,578.10	61,080,578.10	61,080,578.10	61,389,553.73
IGV por Pagar			8,618,356.02	81,119,947.22	81,119,947.22	81,119,947.22	81,119,947.22	81,119,947.22
Total Flujo de Costos	256,058,767.90	391,301,371.39	610,669,348.09	683,170,939.29	683,170,939.29	683,170,939.29	683,170,939.29	683,479,914.91
3. FLUJO ECONÓMICO	(256,058,767.90)	(391,301,371.39)	202,926,707.08	130,425,115.89	130,425,115.89	130,425,115.89	130,425,115.89	130,116,140.26

RUBRO	Años							
	9	10	11	12	13	14	15	16
1. FLUJO DE BENEFICIOS								
INGRESOS TOTALES	813,596,055.17	813,596,055.17	813,596,055.17	813,596,055.17	813,596,055.17	813,596,055.17	813,596,055.17	813,596,055.17
2. FLUJO DE COSTOS								
Inversión								
Capital de Trabajo								
Materia Prima	236,150,680.91	236,150,680.91	236,150,680.91	236,150,680.91	236,150,680.91	236,150,680.91	236,150,680.91	236,150,680.91
Transporte Marítimo	128,543,558.39	128,543,558.39	128,543,558.39	128,543,558.39	128,543,558.39	128,543,558.39	128,543,558.39	128,543,558.39
Servicio TGP	82,360,244.00	82,360,244.00	82,360,244.00	82,360,244.00	82,360,244.00	82,360,244.00	82,360,244.00	82,360,244.00
Costos de Operación (sin contar materia prima)	31,256,423.78	46,907,970.95	46,907,970.95	46,907,970.95	46,907,970.95	46,907,970.95	46,907,970.95	46,907,970.95
Gastos Administrativos	594,645.33	594,645.33	594,645.33	594,645.33	594,645.33	594,645.33	594,645.33	594,645.33
Costo de Regasificación	46,183,314.39	46,183,314.39	46,183,314.39	46,183,314.39	46,183,314.39	46,183,314.39	46,183,314.39	46,183,314.39
Cargas Diversas de Gestión	150,000.00	150,000.00	150,000.00	150,000.00	150,000.00	150,000.00	150,000.00	150,000.00
Gastos de Ventas	80,000.00	80,000.00	80,000.00	80,000.00	80,000.00	80,000.00	80,000.00	80,000.00
Impuesto a la Renta	61,389,553.73	61,389,553.73	61,389,553.73	61,389,553.73	61,389,553.73	61,389,553.73	61,389,553.73	61,389,553.73
IGV por Pagar	81,119,947.22	81,119,947.22	81,119,947.22	81,119,947.22	81,119,947.22	81,119,947.22	81,119,947.22	81,119,947.22
Total Flujo de Costos	683,479,914.91	683,479,914.91	683,479,914.91	683,479,914.91	683,479,914.91	683,479,914.91	683,479,914.91	683,479,914.91
3. FLUJO ECONÓMICO	130,116,140.26	130,116,140.26	130,116,140.26	130,116,140.26	130,116,140.26	130,116,140.26	130,116,140.26	130,116,140.26

RUBRO	Años			
	17	18	19	20
1. FLUJO DE BENEFICIOS				
INGRESOS TOTALES	813,596,055.17	813,596,055.17	813,596,055.17	813,596,055.17
2. FLUJO DE COSTOS				
Inversión				
Capital de Trabajo				
Materia Prima	236,150,680.91	236,150,680.91	236,150,680.91	236,150,680.91
Transporte Marítimo	128,543,558.39	128,543,558.39	128,543,558.39	128,543,558.39
Servicio TGP	82,360,244.00	82,360,244.00	82,360,244.00	82,360,244.00
Costos de Operación (sin contar materia prima)	31,256,423.78	46,907,970.95	46,907,970.95	46,907,970.95
Gastos Administrativos	594,645.33	594,645.33	594,645.33	594,645.33
Costo de Regasificación	46,183,314.39	46,183,314.39	46,183,314.39	46,183,314.39
Cargas Diversas de Gestión	150,000.00	150,000.00	150,000.00	150,000.00
Gastos de Ventas	80,000.00	80,000.00	80,000.00	80,000.00
Impuesto a la Renta	61,389,553.73	61,389,553.73	61,389,553.73	61,389,553.73
IGV por Pagar	81,119,947.22	81,119,947.22	81,119,947.22	81,119,947.22
Total Flujo de Costos	683,479,914.91	683,479,914.91	683,479,914.91	683,479,914.91
3. FLUJO ECONÓMICO	130,116,140.26	130,116,140.26	130,116,140.26	130,116,140.26

ANEXO I

Cálculo de Impuesto a la Renta

Cuadro I.1. Cálculo de Impuesto a la Renta.

CONCEPTO	ETAPA DE INVERSIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA		AÑOS	
	1	2	3 - 7	8 - 20
Venta de GNL			813,596,055.17	813,596,055.17
Costo de Adquisición de Gas Natural			236,150,680.91	236,150,680.91
MARGEN BRUTO			577,445,374.26	577,445,374.26
Personal Operativo			1,328,917.33	1,328,917.33
Transporte Marítimo			128,543,558.39	128,543,558.39
Servicio de TGP			82,360,244.00	82,360,244.00
Regasificación			46,183,314.39	46,183,314.39
Servicios Básicos			27,916,000.00	27,916,000.00
Servicio de Terceros			17,663,053.61	17,663,053.61
Tributos			3,179,349.65	3,179,349.65
Gastos Administrativos			1,923,562.67	1,923,562.67
Cargas Diversas de Gestión			150,000.00	150,000.00
Gastos de Ventas			67,796.61	67,796.61
Sub-Total			309,315,796.64	309,315,796.64
UTILIDAD DE OPERACIÓN			268,129,577.61	268,129,577.61
Depreciación y amortización			50,179,254.31	50,179,254.31
UTILIDAD ANTES DE PARTICIPAC.			217,950,323.30	217,950,323.30
Participaciones de Trabajadores 5%			(10,897,516.17)	(10,897,516.17)
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS			207,052,807.14	207,052,807.14
Impuesto a la Renta 29.5%			61,080,578.10	61,389,553.73

[Elaboración propia]

ANEXO J

Tabla de conversión

Cuadro J.1. Tabla de conversión.

	Tonnes LNG	m³ LNG	m³ Gas	Ft gas	mmbtu	boe
Tonnes LNG		2.222	1300	45,909	53.38	9.203
m³ LNG	0.45		585	20,659	24.02	4.141
m³ Gas	7.69E-04	0.0017		35.31	0.0411	0.0071
Ft gas	2.18E-05	4.80E-05	0.0283		0.0012	2.01E-04
mmbtu	0.0187	0.0416	24.36	860.1		0.1724
boe	0.1087	0.2415	141.3	4,989	5.8	

[Fuente: NATURAL GAS CONVERSION POCKETBOOK – IGU]

El equivalente MMBTU a MSCF depende de la composición del gas natural, por ello para el presente proyecto se ha considerado los siguientes valores, acorde a las características del gas de Camisea:

$$1 \text{ MMBTU} = 0.9373 \text{ MSCF}$$

Asimismo, el cálculo de MTPA ha considerado 365 comerciales o en su defecto la siguiente relación:

$$1 \text{ bcm (anual)} = 0.74 \text{ MTPA}$$