

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
ESCUELA DE POSTGRADO**



**Planeamiento Estratégico
del Gas Natural en el Perú**

**TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE MAGÍSTER EN
ADMINISTRACIÓN ESTRATÉGICA DE EMPRESAS**

**OTORGADO POR LA
PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ**

PRESENTADA POR

**Nidia Zelma Arce Soto
Ana María Espinoza Pérez
Cristiam Fernando Castillo Plasencia
Rubén Vásquez Paniagua**

Asesor: Juan O'Brien

Surco, Enero de 2013

Agradecimiento

A los profesores que nos enseñaron y alentaron para obtener el grado de magíster:
Nuestra gratitud y aprecio de manera especial al profesor Juan O'Brien por su apoyo, quien ha sido un valioso guía durante el proceso de elaboración del presente plan estratégico. Y a la vez, nuestra gratitud a los trabajadores de CENTRUM, que con su trato cálido y cordial nos facilitaron los materiales necesarios durante estos años de estudio.



Dedicatoria

A mi esposo Evaristo, a mis hijos Natalia y Alonso, que son mi fortaleza y la razón de mi vida, gracias por su paciencia y comprensión durante mis estudios de la maestría. A mi madre y hermanos, por su amor y continuo aliento.

NIDIA

A mi amor Miguel.

ANA MARIA

A mis padres, amigos y colegas, quienes nos recordaron no desmayar en terminar esta etapa de la vida.

CRISTIAM

A Dios, mi padre, por todas sus bendiciones, a mi esposa hermosa , a mis padres ejemplares, a mi hija de alegrías interminables y a mi hijo que está por nacer. A todos ellos por estar siempre cerca.

RUBÉN

Resumen Ejecutivo

La industria del gas natural peruano ha sido relevante en el crecimiento económico del país de los últimos diez años debido a que provee de energía económica, ecológicamente amigable y segura a diversas industrias del país. Esta investigación tiene como objetivo el establecer las estrategias que permitan a la industria del gas natural peruano un crecimiento sostenido y socialmente responsable para los próximos diez años.

Para concretar ese objetivo se realizó un análisis del entorno externo e interno con el fin de identificar los factores de éxito de la industria, sus amenazas y oportunidades, sus fortalezas y debilidades y plantear estrategias y objetivos. Se destacan como oportunidades el crecimiento sostenido del país y la necesidad mundial de sustituir el petróleo por alternativas más económicas y eco-amigables. Sin embargo, los altos índices de corrupción del país así como los conflictos sociales plantean retos impostergables al Estado, la industria y la sociedad para minimizar esas amenazas.

Asimismo el análisis reveló que la industria tiene capacidad de exportación y reservas probadas para los próximos veinte años, sin embargo, los precios internacionales del gas han bajado y el consumo interno residencial y vehicular aún es uno de los más bajos de la región, por lo que existe el reto de la industria y del Estado en fomentar el crecimiento del mercado interno y en el uso responsable del recurso gas natural.

En base al análisis anterior se plantearon siete objetivos de largo plazo y nueve estrategias que buscan incrementar y fortalecer la demanda interna y externa, incentivar la inversión en la industria y promover las buenas practicas de gobierno corporativo y de responsabilidad social. Finalmente se plantean los objetivos de corto plazo, las políticas y los indicadores de gestión que permiten evaluar y controlar la implementación de las estrategias y realizar los ajustes necesarios de ser convenientes.

Abstract

Peruvian natural gas industry has been relevant in the country's economic growth over the last ten years because of inexpensive, environmentally friendly and safety energy supplies for various industries. This research aims to establish strategies for the peruvian natural gas industry in order to obtain sustained economic growth and socially responsible polities for the next twenty years.

To realize this objective, an analysis of the external and internal environment to identify the success factors of the industry, its threats and opportunities, strengths and weaknesses and propose strategies and objectives has been made. Opportunities are highlighted as sustained growth of the country and the worldwide need to replace oil with cheaper and eco-friendly alternatives. However, high levels of corruption in the country and social conflicts reveals an urgent challenge to the State, industry and society in order to minimize these threads.

Furthermore, the analysis revealed that the industry has excellent export capabilities and proven gas reserves for the next twenty years. However, international gas prices are going down and residential and vehicular consumption are still one of the lowest in the Latin American, therefore there is a challenge of the industry and the State in order to promote growing of the domestic market and in the responsible use of natural gas resource.

Based on the above analysis there was raised seven long-term goals and nine strategies that aim to increase and strengthen internal and external demand, encourage investment in the industry and promote best practices of corporate governance and social responsibility. Finally there was raised short-term objectives, policies and performance indicators to assess and monitor the implementation of the strategies and make adjustments if appropriate.

Tabla de Contenidos

Lista de Tablas	x
Lista de Figuras	xii
Introducción	xv
Capítulo I: Situación General del Gas en Natural en el Perú	1
1.1. Situación General	1
1.2. Conclusiones	13
Capítulo II: Visión, Misión, Valores y Código de Ética	15
2.1. Antecedentes	15
2.2. Visión	17
2.3. Misión	17
2.4. Valores	18
2.5. Código de Ética	18
2.6. Conclusiones	18
Capítulo III: Evaluación Externa	20
3.1. Análisis del Entorno PESTE	20
3.1.1. Análisis político	20
3.1.2. Análisis económico	27
3.1.3. Análisis social	36
3.1.4. Análisis tecnológico	39
3.1.5. Análisis ecológico y responsabilidad social	41
3.2. Matriz de Evaluación de Factores Externos (MEFE)	44
3.3. La Industria de Gas Natural en el Perú y sus Competidores	47
3.3.1. Intensidad de la rivalidad	49
3.3.2. Amenaza de nuevos entrantes a la industria	50

3.3.3. Poder de negociación de los proveedores	50
3.3.4. Poder de negociación de los compradores	51
3.3.5. Amenaza de productos sustitutos	51
3.4. Matriz de Perfil Competitivo	52
3.5. Matriz Comparativa Referencial	56
3.6. Conclusiones	66
Capítulo IV: Evaluación Interna	68
4.1. Análisis Interno AMOFHIT	68
4.1.1. Administración y gerencia	68
4.1.2. Marketing y ventas	69
4.1.3. Operaciones productivas	70
4.1.5. Finanzas y contabilidad	81
4.1.6. Análisis de los recursos humanos y cultura	86
4.1.7. Informática y comunicaciones	88
4.1.8. Tecnología	90
4.2. Matriz EFI	93
4.3. Conclusiones	95
Capítulo V: Intereses del Gas Natural en el Perú y Objetivos de Largo Plazo	97
5.1. Intereses del Gas Natural en el Perú	97
5.2. Potencial del Gas Natural en el Perú	101
5.3. Principios Cardinales	103
5.4. Matriz de Intereses del Gas Natural en el Perú	103
5.5. Objetivos de Largo Plazo	104
5.6. Conclusiones	105
Capítulo VI: El Proceso Estratégico	106

6.1. Matriz FODA	106
6.2. Matriz PEYEA	107
6.4. Matriz IE	108
6.5. Matriz GE	109
6.6. Matriz de Decisión	110
6.7. Matriz CPE	111
6.8. Matriz de Rumelt	113
6.9. Matriz de Estrategias vs. OLP	114
6.10. Conclusiones	115
Capítulo VII: Implementación Estratégica	116
7.1. Objetivos de Corto Plazo	116
7.2. Recursos asignados a los OCP	118
7.3. Políticas de cada estrategia	119
7.4. Estructura organizacional del Gas Natural en el Perú	121
7.5. Medio Ambiente y Ecología	122
7.6. Recursos Humanos	122
7.7. Gestión del Cambio	123
7.8. Conclusiones	123
Capítulo VIII: Evaluación Estratégica	125
8.1. Perspectivas de Control	125
8.2. Tablero de Control Integrado	125
8.3. Conclusiones	131
Capítulo IX: Competitividad de la Industria del Gas Natural Peruano	133
9.1 Análisis Competitivo de la Industria del Gas Natural	133
9.2 Identificación de las Ventajas Competitivas	135

9.3 Identificación y Análisis de los Potenciales Clusters	138
9.4 Identificación de los Aspectos Estratégicos de los Potenciales Clusters	144
9.5 Conclusiones	144
Capítulo X: Conclusiones y Recomendaciones	146
10.1. Plan estratégico Integral	146
10.2. Conclusiones	146
10.3. Recomendaciones	153
10.4. Futuro del Gas Natural en el Perú	155
Referencias	157
Lista de Abreviaturas	169
Glosario	170



Lista de Tablas

Tabla 1 <i>Reservas del Lote 88 – Camisea</i>	7
Tabla 2 <i>Reservas del Lote 56</i>	8
Tabla 3 <i>Perfil Estratégico de la Industria del Gas Natural</i>	16
Tabla 4 <i>Crecimiento Mundial</i>	31
Tabla 5 <i>Consumidores de Gas Residencial</i>	37
Tabla 6 <i>Matriz EFE</i>	47
Tabla 7 <i>Producción de Gas Natural por Empresa</i>	49
Tabla 8 <i>Consumo de Gas Natural</i>	51
Tabla 9 <i>Costos de la Energía Eléctrica por Tipo de Fuente</i>	54
Tabla 10 <i>Matriz PC</i>	57
Tabla 11 <i>Matriz MRC</i>	67
Tabla 12 <i>Componentes del Precio del Gas Natural en Lima y Callao</i>	83
Tabla 13 <i>Precio Henry Hub del Gas Natural</i>	84
Tabla 14 <i>Tipos de Sistemas de Información</i>	89
Tabla 15 <i>ERP más Usados</i>	90
Tabla 16 <i>Matriz EFI</i>	95
Tabla 17 <i>Intereses Organizacionales del Gas Natural</i>	104
Tabla 18 <i>Matriz FODA y Estrategias Específicas</i>	106
Tabla 19 <i>Matriz PEYEA</i>	107
Tabla 20 <i>Matriz de Decisión</i>	110
Tabla 21 <i>Matriz CPE</i>	112
Tabla 22 <i>Matriz de Rumelt</i>	113
Tabla 23 <i>Matriz de Estrategias vs. OLP</i>	114
Tabla 24 <i>Tablero de Control e Indicadores de Gestión</i>	131



Lista de Figuras

<i>Figura 1.</i> Modelo secuencial del proceso estratégico.....	xv
<i>Figura 2.</i> Localización geográfica del proyecto de Aguaytía.....	2
<i>Figura 3.</i> Localización geográfica de los yacimientos de la costa norte.	3
<i>Figura 4.</i> Localización del yacimiento de Camisea.....	5
<i>Figura 5.</i> Reseña histórica del proyecto Camisea.	6
<i>Figura 6.</i> Principales mercados regionales del gas natural.....	8
<i>Figura 7.</i> Uso del gas natural por sectores.	9
<i>Figura 8.</i> Matriz energética de sectores relacionados con el gas natural.	10
<i>Figura 9.</i> Proyección de demanda de gas natural.	10
<i>Figura 10.</i> Infraestructura de las plantas de gas natural.	11
<i>Figura 11.</i> Participación en la producción de gas natural.	11
<i>Figura 12.</i> Evolución de precio de gas natural en boca de pozo.	12
<i>Figura 13.</i> Evolución de precio de gas natural.	12
<i>Figura 14.</i> Cadena de valor y precios por etapa.	13
<i>Figura 15.</i> Perú y el índice de percepción de corrupción.....	21
<i>Figura 16.</i> Perú respecto a la percepción de corrupción en Latinoamérica.....	21
<i>Figura 17.</i> Estructura del suministro del gas natural.....	25
<i>Figura 18.</i> Tasa de crecimiento del PBI 2003-2012.....	27
<i>Figura 19.</i> PBI: crecimiento trimestral desestacionalizado anualizado (%).....	28
<i>Figura 20.</i> Evolución del PBI en América Latina.	28
<i>Figura 21.</i> Inflación - variación porcentual.....	29
<i>Figura 22.</i> Precio del petróleo.	30
<i>Figura 23.</i> Evolución de precio de gas natural.	31
<i>Figura 24.</i> Reservas de gas natural por región.	33

<i>Figura 25.</i> Consumo de gas natural por región.	34
<i>Figura 26.</i> Evolución del consumo de gas natural en clientes residenciales,.....	38
<i>Figura 27.</i> Estructura de la industria de gas natural.	48
<i>Figura 28.</i> Actores de la industria del gas de Camisea (lote 88).	50
<i>Figura 29.</i> Comparación de costos de generación eléctrica.	53
<i>Figura 30.</i> Principales mercados regionales del gas natural.....	56
<i>Figura 31.</i> Consumo de gas natural mundial. 2008-2035 (TCF).	58
<i>Figura 32.</i> Cambio en el consumo de gas natural 2008 - 2035 (TCF).	58
<i>Figura 33.</i> Consumo de gas natural en Europa y Asia.	59
<i>Figura 34.</i> Desconexión entre el precio del gas natural y el precio del petróleo.	62
<i>Figura 35.</i> Producción de gas natural en países de la OECD.	62
<i>Figura 36.</i> Producción en América Central y Sud América.	63
<i>Figura 37.</i> Comercio de gas natural en América TCF.....	64
<i>Figura 38.</i> Reservas mundiales de gas natural.	65
<i>Figura 39.</i> Nuevas reservas.	66
<i>Figura 40.</i> Estructura del suministro de gas natural.	76
<i>Figura 41.</i> Distribución de las reservas y consumo de gas natural en Latinoamérica.....	80
<i>Figura 42.</i> Evolución de precio de gas natural.	85
<i>Figura 43.</i> Evolución de precio de gas natural en Boca de Pozo.	85
<i>Figura 44.</i> Precio de gas natural para generación eléctrica y otros usuarios.....	86
<i>Figura 45.</i> Cadena de valor y precios por etapa.	86
<i>Figura 46.</i> Matriz energética peruana en el año 2009.	100
<i>Figura 47.</i> Oferta y demanda de gas natural peruano.....	101
<i>Figura 48.</i> Estimación del consumo de gas natural.	102
<i>Figura 49.</i> Cifras del gas natural latinoamericano al 2009.....	103

<i>Figura 50.</i> Vector resultado de la matriz PEYEA.	107
<i>Figura 51.</i> Matriz IE.	109
<i>Figura 52.</i> Matriz GE.	110
<i>Figura 53.</i> Estructuras regulatorias en Colombia, Perú y Brasil.	132
<i>Figura 54.</i> Mapa mental de los 12 pilares de la competitividad según WEF.	133
<i>Figura 55.</i> Los cuatro pilares de la competitividad según IMD.	134
<i>Figura 56.</i> Principales ventajas y desventajas competitivas del Perú según WEF.	135
<i>Figura 57.</i> Principales ventajas y desventajas competitivas del Perú según IMD.	137
<i>Figura 58.</i> Definición y componentes del cluster.	138
<i>Figura 59.</i> Cadena de valor del petróleo y del gas natural.	139
<i>Figura 60.</i> Empresas involucradas en la cadena de valor.	140
<i>Figura 61.</i> Gasoductos en Latinoamérica.	141
<i>Figura 62.</i> Estructuras regulatorias en Colombia, Perú y Brasil.	142
<i>Figura 63.</i> Sistema de transporte nacional de gas natural.	143
<i>Figura 64.</i> Concesiones del Gasoducto Andino del Sur.	144

Introducción

El proceso estratégico se compone de un conjunto de actividades que se desarrollan de manera secuencial con la finalidad de que una organización pueda proyectarse al futuro y alcance la visión establecida. Este consta de tres etapas: (a) formulación, que es la etapa de planeamiento propiamente dicha y en la que se procurará encontrar las estrategias que llevarán a la organización de la situación actual a la situación futura deseada; (b) implementación, en la cual se ejecutarán las estrategias retenidas en la primera etapa, es esta la etapa más complicada por su rigurosidad; y (c) evaluación y control, cuyas actividades se efectuarán de manera permanente durante todo el proceso para monitorear las etapas secuenciales y, finalmente, los objetivos de largo plazo (OLP) y los objetivos de corto plazo (OCP). Cabe resaltar que el proceso estratégico se caracteriza por ser interactivo, ya que participan muchas personas en él; e iterativo, en tanto genera una retroalimentación constante. El plan estratégico desarrollado en el presente documento fue elaborado en función al Modelo Secuencial del Proceso Estratégico.

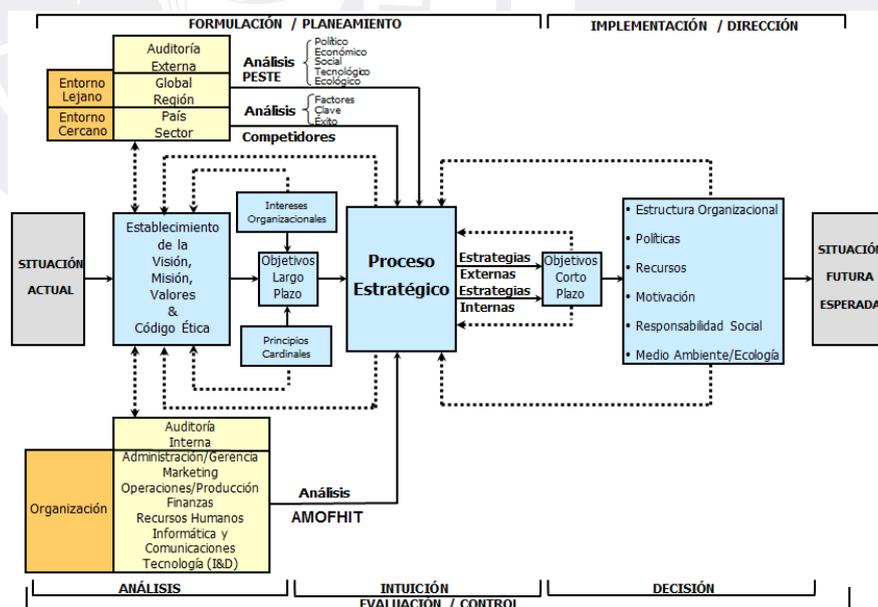


Figura 1. Modelo secuencial del proceso estratégico.

Tomado de "El Proceso Estratégico: un Enfoque de Gerencia" por Fernando D'Alessio. Pearson Educación de México S.A de C.V. México 2008.

El modelo empieza con el análisis de la situación actual, seguida por el establecimiento de la visión, la misión, los valores, y el código de ética; estos cuatro componentes guían y norman el accionar de la organización. Luego, se desarrolla la evaluación externa con la finalidad de determinar la influencia del entorno en la organización que se estudia y analiza la industria global a través del análisis del entorno PESTE (Fuerzas Políticas, Económicas, Sociales, Tecnológicas, y Ecológicas). De dicho análisis, se deriva la matriz de evaluación de factores externos (MEFE), la cual permite conocer el impacto del entorno determinado en base a las oportunidades que podrían beneficiar a la organización, las amenazas que deben evitarse y cómo la organización está actuando sobre estos factores. Del análisis PESTE y del análisis de los competidores, se deriva la evaluación de la organización con relación a sus competidores, de la cual se desprenden las matrices de perfil competitivo (MPC) y de perfil de referencia (MPR). De este modo, la evaluación externa permite identificar las oportunidades y amenazas clave, la situación de los competidores y los factores críticos de éxito en el sector industrial, lo que facilitará a los planeadores el inicio del proceso que los guiará a la formulación de estrategias que permitan sacar ventaja de las oportunidades, evitar y/o reducir el impacto de las amenazas, conocer los factores clave que les permita tener éxito en el sector industrial, y superar a la competencia.

Posteriormente, se desarrolla la evaluación interna, la cual se encuentra orientada a la definición de estrategias que permitan capitalizar las fortalezas y neutralizar las debilidades, de modo que se constituyan ventajas competitivas a partir de la identificación de las competencias distintivas. Para ello, se lleva a cabo el análisis interno AMOFHIT (Administración y Gerencia, Marketing y Ventas, Operaciones Productivas y de Servicios e Infraestructura, Finanzas y Contabilidad, Recursos Humanos y Cultura, Informática y Comunicaciones, y Tecnología), del cual surge la matriz de evaluación de factores internos (MEFI). Esta matriz permite evaluar las principales fortalezas y debilidades de las áreas

funcionales de una organización, así como también identificar y evaluar las relaciones entre dichas áreas. Un análisis exhaustivo externo e interno es requerido y es crucial para continuar con mayores probabilidades de éxito del proceso.

En la siguiente etapa del proceso, se determinan los intereses de la organización, es decir, los fines supremos que la organización intenta alcanzar para tener éxito global en los mercados en los que compete. De ellos se deriva la matriz de intereses de la organización (MIO) y basados en la visión se establecen los OLP. Estos son los resultados que la organización espera alcanzar. Cabe destacar que la “sumatoria” de los OLP llevaría a alcanzar la Visión, y de la “sumatoria” de los OCP resultaría el logro de cada OLP.

Las matrices presentadas, MEFE, MEFI, MPC y MIO, constituyen insumos fundamentales que favorecerán la calidad del proceso estratégico. La fase final de la formulación estratégica viene dada por la elección de estrategias, la cual representa el proceso estratégico en sí mismo. En esta etapa, se generan estrategias a través del emparejamiento y combinación de las fortalezas, debilidades, oportunidades, amenazas, y los resultados de los análisis previos usando como herramientas cinco matrices: (a) la matriz de fortalezas, oportunidades debilidades, y amenazas (MFODA); (b) la matriz de posicionamiento estratégico y evaluación de la acción (MPEYEA); (c) la matriz del Boston Consulting Group (MBCG); (d) la matriz interna-externa (MIE); y (e) la matriz de la gran estrategia (MGE).

De estas matrices, resultan una serie de estrategias de integración, intensivas, de diversificación, y defensivas que son escogidas con la matriz de decisión estratégica (MDE), estas son específicas y no alternativas, y cuya atractividad se determina en la matriz cuantitativa del planeamiento estratégico (MCPE). Por último, se desarrollan las matrices de Rumelt y de ética, para culminar con las estrategias retenidas y de contingencia. En base a esa selección, se elabora la matriz de estrategias con relación a los OLP, la cual sirve para verificar si con las estrategias retenidas se podrán alcanzar los OLP, y la matriz de

posibilidades de los competidores que ayuda a determinar qué tanto estos competidores serán capaces de hacerle frente a las estrategias retenidas por la organización. La integración de la intuición con el análisis se hace indispensable durante esta etapa, ya que favorece a la selección de las estrategias.

Después de haber formulado el plan estratégico que permita alcanzar la proyección futura de la organización, se ponen en marcha los lineamientos estratégicos identificados y se efectúan las estrategias retenidas por la organización, lo que da lugar a la implementación estratégica. Esta consiste básicamente en convertir los planes estratégicos en acciones y, posteriormente, en resultados. Cabe destacar que “una formulación exitosa no garantiza una implementación exitosa. . . puesto que esta última es más difícil de llevarse a cabo y conlleva el riesgo de no llegar a ejecutarse” (D’Alessio, 2008, p. 373). Durante esta etapa, se definen los OCP y los recursos asignados a cada uno de ellos, y se establecen las políticas para cada estrategia. Una estructura organizacional nueva es necesaria. El peor error es implementar una estrategia nueva usando una estructura antigua.

Finalmente, la evaluación estratégica se lleva a cabo utilizando cuatro perspectivas de control: (a) interna/personas, (b) procesos, (c) clientes y (d) financiera, en el Tablero de Control Integrado (BSC) para monitorear el logro de los OCP y OLP. A partir de ello, se toman las acciones correctivas pertinentes. Se analiza la competitividad de la organización y se plantean las conclusiones y recomendaciones necesarias para alcanzar la situación futura deseada de la organización. Un Plan Estratégico Integral es necesario para visualizar todo el proceso de un golpe de vista. El planeamiento estratégico puede ser desarrollado para una microempresa, empresa, institución, sector industrial, puerto, ciudad, municipalidad, región, país u otros.

Capítulo I: Situación General del Gas en Natural en el Perú

1.1. Situación General

En el Perú, antes de la puesta en marcha del Proyecto Camisea, la industria del gas no presentaba un mayor desarrollo. Previamente a la entrada en explotación de las reservas de Camisea, esta industria se desarrolló básicamente en el territorio nacional en dos zonas: la del yacimiento gasífero de Aguaytía, localizado en la Selva central, y en el conjunto de yacimientos de gas natural localizados en la Costa norte (OSINERMIN, 2008).

1.1.1. Yacimiento de Aguaytía

El yacimiento de Aguaytía se encuentra localizado en la provincia de Curimaná, Ucayali, a 75 km al oeste de la ciudad de Pucallpa (lote 31-C) y a 475 km al noreste de la ciudad de Lima. Este yacimiento cuenta con reservas probadas de 0.44 tera pies cúbicos, TPC, de gas natural seco y 20 millones de barriles de líquidos de gas natural, LGN. El operador inicial del campo de Aguaytía fue Maple Gas Corp., en 1994, que, posteriormente, cedió el control del proyecto a la empresa Aguaytía Energy del Perú S.R.L, mediante una modificatoria del Contrato de Licencia firmada en 1996 (OSINERMIN, 2008).

El yacimiento entró en operación comercial en 1998. La producción promedio del campo de Aguaytía es de 4 400 barriles de LGN diarios y 56 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) de gas natural seco. El campo cuenta con una planta de fraccionamiento, la cual produce aproximadamente 1 400 barriles por día (BPD) de GLP y 3 000 BPD de gasolinas. Los productos son comercializados en el área de influencia regional del proyecto, la que comprende una parte de Ucayali (Pucallpa), donde se expende principalmente GLP, así como parte de Loreto y zonas aledañas de Huánuco. La cadena de comercialización también alcanza a abastecer gasolinas y GLP a parte de la Sierra central de Junín y Lima (OSINERMIN, 2008).



Fuente: Aguaytía Energy Group.

Figura 2. Localización geográfica del proyecto de Aguaytía.

Tomado de “Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

El Grupo Aguaytía Energy Group cuenta con la infraestructura siguiente: una planta de procesamiento de gas natural; una planta de fraccionamiento de LGN para la obtención de gasolinas y GLP; una central termoeléctrica de ciclo simple de 172 MW, gestionada por la empresa Termoselva; una línea de transmisión de alta tensión de 220 KV entre Aguaytía y Paramonga, operada por la empresa Eteselva. También posee un sistema de transporte en camiones cisterna (OSINERMING, 2008).

1.1.2. Yacimiento de la Costa norte

Los yacimientos de la Costa norte se encuentran localizados en la cuenca petrolera de Piura y Tumbes. El gas natural se presenta en la mayoría de reservorios en explotación asociado a la producción de petróleo, por lo cual los costos de producción del gas natural resultan relativamente reducidos (OSINERMING, 2008). Sin embargo, aunque el potencial energético es importante para la región, el desarrollo del mercado ha sido limitado. Se

sustenta solo en la producción térmica de electricidad que ha estado restringida por la competencia de las centrales hidráulicas (OSINERMIN, 2008).

Los pozos productores de estos yacimientos se encuentran cerca de áreas de consumo potencial. Por su cercanía, algunas centrales eléctricas, refinerías, plantas de procesamiento y áreas urbanas utilizan su producción. Sin embargo, los volúmenes de consumo se han mantenido usualmente debajo de los 40 MMPCD. Así, en el año 2003, ascendieron aproximadamente a 23.2 MMPCD. La escasez de la demanda se debe, en parte, a la falta de promoción del uso del gas natural en las zonas aledañas, tanto a nivel residencial, comercial e industrial y a la falta de inversiones. En la zona solo, hay comprometidas inversiones por US\$ 140 millones (OSINERMIN, 2008).



Figura 3. Localización geográfica de los yacimientos de la costa norte. Tomado de “Regulación del Gas Natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

Las reservas de hidrocarburos probadas en la zona son pequeñas; alcanzan solo 0.262 TPC, lo cual limita las posibilidades de una explotación a gran escala para el abastecimiento del mercado interno regional. La producción fiscalizada de gas natural se encuentra repartida entre los distintos contratistas. En el Zócalo Continental, la empresa Petro Tech (Lote Z2-B) produce cerca de 9.1 MMPCD, mientras que en la Costa Sapet (Lote I), Graña y Montero Petrolera (Lotes VI/VII), Olympic (Lote X), y Petrobras (Lote 11) producen en conjunto 14.1 MMPCD. Una parte importante del gas extraído es re-inyectado en los pozos debido a la baja demanda de la zona (OSINERMING, 2008). El principal comprador del gas natural de estos yacimientos es la Empresa Eléctrica de Piura S.A. (EEPSA), de propiedad del Grupo Endesa de España. En su planta de secado, obtiene gas natural seco para alimentar una central termoeléctrica de ciclo simple (Central Termoeléctrica de Malacas con 101 MW de potencia instalada), y procesar LGN del cual obtiene GLP y gasolinas que son comercializadas en el mercado local (Piura y Tumbes) (OSINERMING, 2008).

1.1.3. Proyecto Camisea

El Proyecto Camisea consiste en la explotación de las reservas de gas natural del lote 88 y lote 56, ubicados en la vertiente oriental de la cordillera de los Andes en el departamento del Cusco. Incluye la construcción y operación de dos ductos, un gasoducto para gas natural y un poliducto para líquidos de gas natural y la red de distribución para gas natural en Lima y Callao. Los ductos permiten que el gas natural y los líquidos estén disponibles para consumo doméstico y para exportación. El gas natural es transportado a Lima, el principal centro de consumo, donde puede ser utilizado para fines residenciales e industriales, así como para generar electricidad, la misma que luego es distribuida a nivel nacional a través de la infraestructura de transmisión existente en el Perú. Los líquidos permiten abastecer al mercado local de GLP y también constituyen una importante fuente de ingreso de divisas (OSINERMING, 2008).

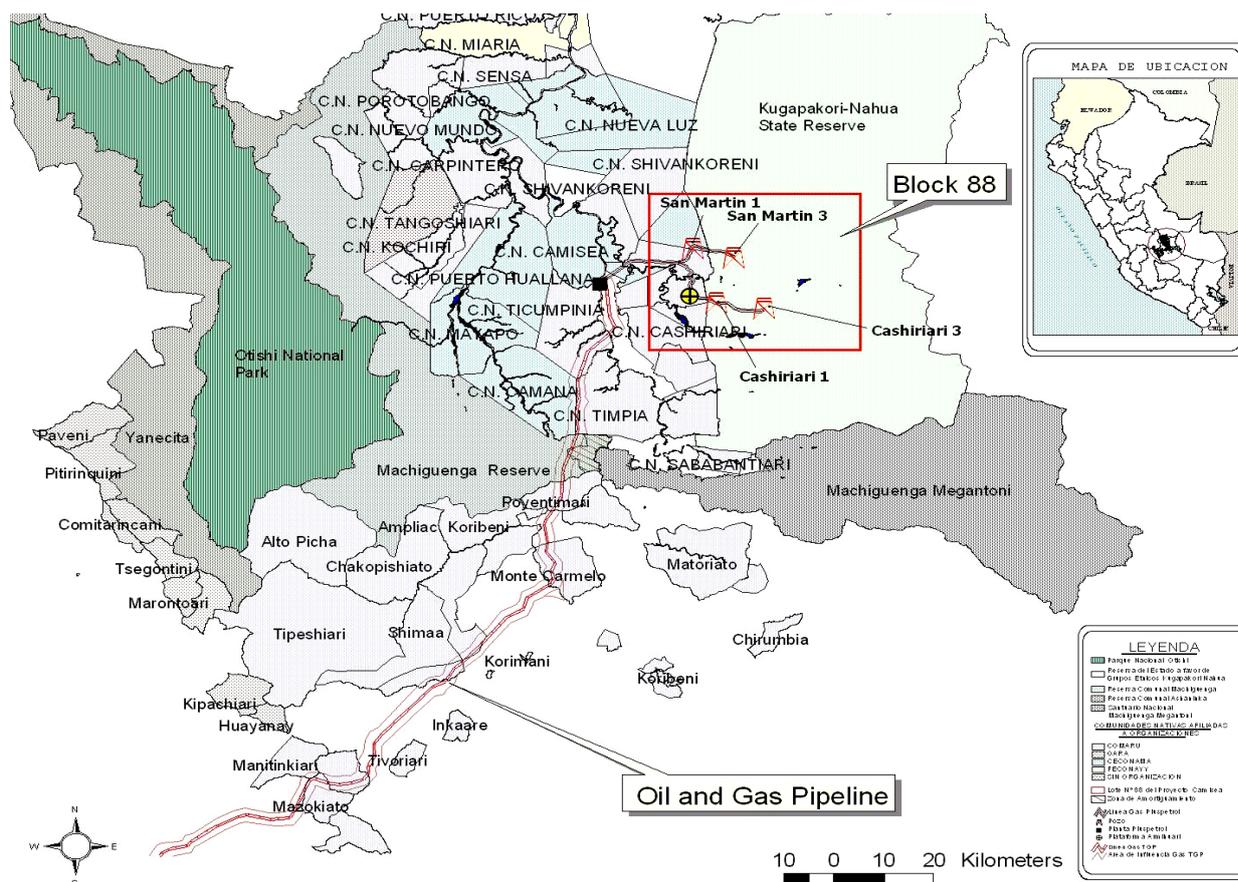


Figura 4. Localización del yacimiento de Camisea.

Tomado de “Regulación del Gas Natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

El proyecto Camisea se inició hace más de treinta años con la firma del contrato con la empresa Shell en julio de 1981, con el fin de realizar las operaciones petrolíferas en la Selva del Perú, explorando la existencia de hidrocarburos en los lotes 38 y 42. Entre los años 1984 del segundo gobierno del Arq. Fernando Belaunde Terry, y 1988 del primer gobierno del Dr. Alan García Pérez, la compañía descubrió reservas de gas natural en la región de Camisea (Cusco), en los yacimientos de San Martín, Cashiriari, Mipaya y Pagoreni. En 1998, la empresa Shell, al no llegar a un acuerdo con el Gobierno peruano, toma la decisión de no continuar con el proyecto Camisea, por lo que todos los derechos sobre el yacimiento retornaron al Estado peruano. Con la partida de Shell, el gobierno se abocó a la tarea de definir el esquema de desarrollo del “Nuevo Camisea”. En mayo del año 1999, el gobierno

definió como opción para desarrollar Camisea el esquema segmentado, es decir, el desarrollo de la producción, transporte y distribución por compañías diferentes que podrían tener cierta participación cruzada. Luego de resolver algunas demandas y temas de aspecto jurídico respecto al concurso, el Gobierno firma el contrato de concesión de Camisea en diciembre del año 2000, durante el mandato del gobierno de Transición del presidente Paniagua.

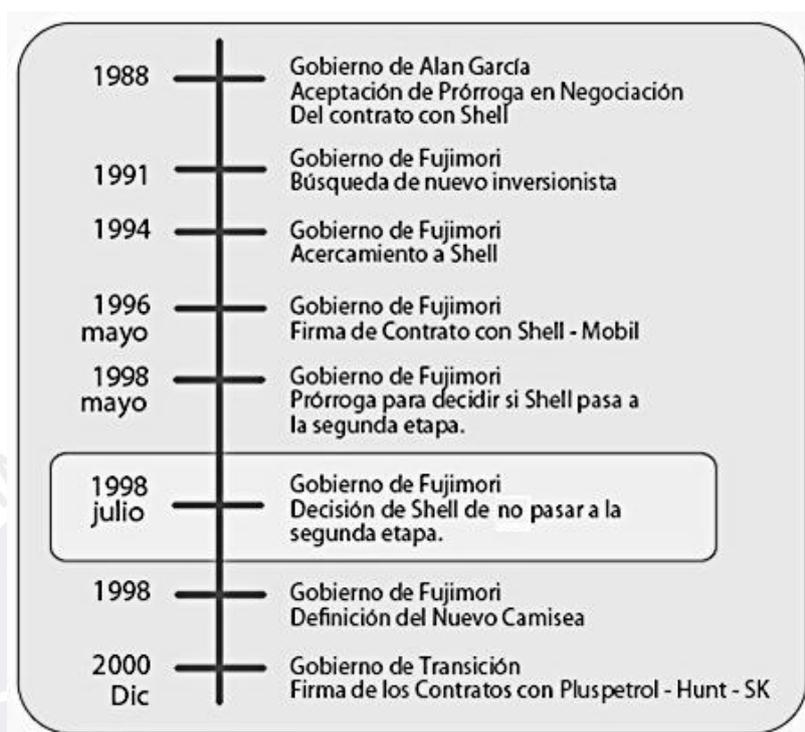


Figura 5. Reseña histórica del proyecto Camisea.

Tomado de “Regulación del Gas Natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

El proyecto Camisea comprende tres segmentos diferentes: la explotación, el transporte y la distribución.

1. Explotación: de conformidad con el contrato de licencia, el consorcio tiene los derechos de extracción de gas y líquidos en el Bloque 88 durante 40 años. Los miembros del Consorcio Upstream son compañías internacionales de petróleo y gas: Pluspetrol Peru Corporation S.A (operador), Hunt Oil Company of Peru LLC,

Tecpetrol del Perú SAC , SK Corporation, Sonatrach Peru Corporation SAC y Repsol Exploración Perú.

2. Transporte: el proyecto incluye la construcción y operación de dos ductos, uno para gas natural de 714 km de largo y otro para líquidos de 540 km de largo.

Transportadora de Gas del Perú (TGP) es la empresa peruana a cargo del proyecto de transporte. Está liderado por Tecgas N.V., a quien acompañan otras compañías internacionales: Pluspetrol Resources Corporation, Hunt Oil Company, Sonatrach Petroleum corporation B.V.I., Graña y Montero S.A, y SK Corporation.

3. Distribución: la empresa Cálidda tuvo la responsabilidad de construir un gasoducto de distribución principal de 60 km que suministrará gas a algunas de las industrias y estaciones generadores de energía más grandes en Lima y Callao.

También debe desarrollar redes adicionales para conectar un mayor número de clientes industriales, comerciales y residenciales.

Las reservas, de acuerdo con lo publicado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM, 2012), son de 14. 11 trillones de pies cúbicos (TCF), que en base al informe de PLUSPETROL reportó las siguientes reservas para el lote 88 y lote 56.

Tabla 1

Reservas del Lote 88 – Camisea

	Gas Original In Situ (TCF)	Recuperable de Gas Seco (TCF)	Producción de Gas Natural (TCF)	Reservas Recuperables de Gas Seco al 31.12.08 (TCF)
San Martín	5.20	4.01		3.76
Cashiriari	8.83	6.99		6.99
Lote 88	14.02	11.00	0.25*	10.75

Nota. Tomado de “Reserva de gas natural suman más de 14 TCF” del MINEM, 2012. Recuperado de <http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=5&idTitular=995>

* Producción acumulada hasta el 31.12.2008

Tabla 2

Reservas del Lote 56

	Gas Original In Situ (TCF)	Recuperable de Gas Seco (TCF)	Producción de Gas Natural (TCF)	Reservas Recuperables de Gas Seco al 31.12.08 (TCF)
Pagoreni	3.48	2.95		2.92
Mipaya	0.59	0.44		0.44
Lote 56	4.07	3.39	0.02*	3.37

Nota. Tomado de “Reserva de gas natural suman más de 14 TCF” del MINEM, 2012. Recuperado de <http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=5&idTitular=995>. Estas reservas probadas corresponden a los volúmenes realmente recuperables, los cuales presentan un factor de recuperación de 75% del “gas original in situ”. * Producción acumulada hasta el 31.12.2008

1.1.4. Reservas actuales de gas natural y consumo actual

En la actualidad, la cantidad de gas natural destinado al consumo interno es de 448.5 MMPCD, que representa el 43.8% del gas natural producido, mientras que el gas natural que es exportado a través de la planta de licuefacción de Melchorita es de 575.7 MMPCD, que representa el 56.2% del gas producido. La Figura 6 muestra cómo ha variado la cantidad destinado para el consumo interno y para la exportación de gas natural proveniente del proyecto de Camisea.

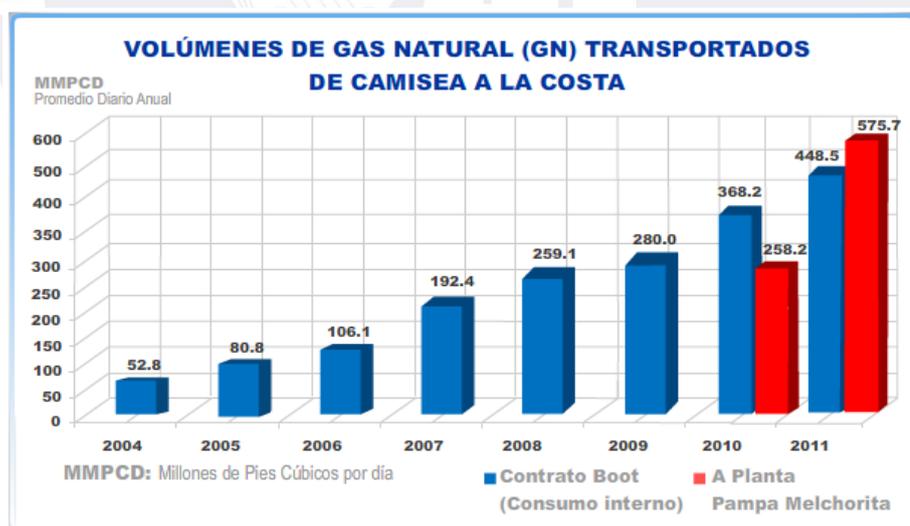


Figura 6. Principales mercados regionales del gas natural.

Tomado de “Desarrollo de la industria del gas natural” por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2012. Recuperado de http://gasnatural.osinerg.gob.pe/Aplicativos/desarrollo_gas_natural/

Los 448.5 MMPCD de gas natural que conforma el consumo interno se destinan el 60.6% a sector de generación eléctrica, el 35.2% al sector industrial, el 4% al sector transporte y el 0.1% al sector residencial.

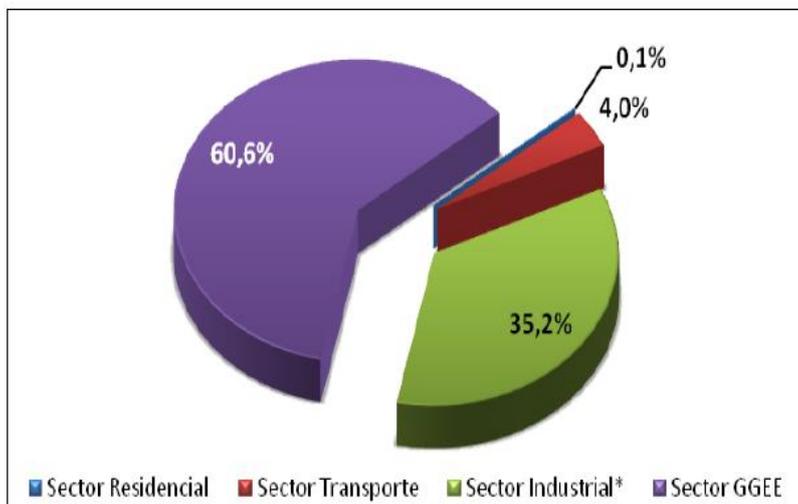


Figura 7. Uso del gas natural por sectores. Tomado de “Formación de precios del gas natural” por Ramirez, Edgar. Latin Energy, Ingeniería y Regulación Energética, 2010. Recuperado de <http://www.latinenergy.net/pdf/documentos/competgn.pdf>

Así también, la Figura 8 muestra el papel que actualmente ocupa el gas natural en las matrices energéticas de los sectores de generación eléctrica, industrial, transporte y residencial.

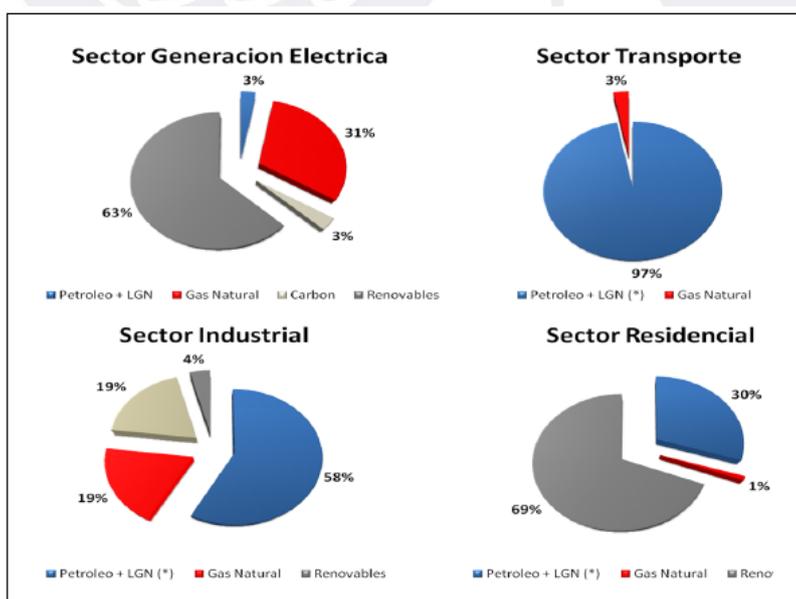


Figura 8. Matriz energética de sectores relacionados con el gas natural.
Tomado de “Formación de precios del gas natural” por Ramirez, Edgar. Latin Energy, Ingeniería y Regulación Energética, 2010. Recuperado de <http://www.latinenergy.net/pdf/documentos/competgn.pdf>

De acuerdo con lo mostrado en la Figura del Ministerio de Energía y Minas 2009, la proyección de crecimiento del consumo interno de gas natural pasará en los próximos 20 años de 448 MMPCD que se consumen actualmente a 1900 MMPCD en el año 2028.

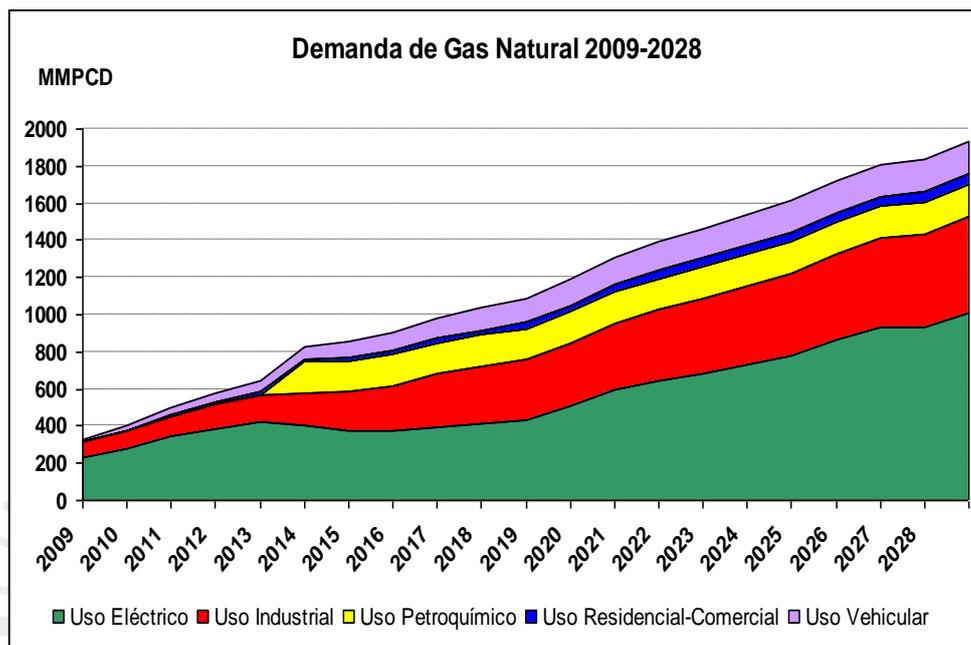


Figura 9. Proyección de demanda de gas natural.
Tomado de “El futuro del gas natural” por el Ministerio de Energía y Minas. Recuperado de http://www.comexperu.org.pe/archivos/foro/foro_17032009/sr%20gustavo%20navarro.ppt.

Las reservas de gas natural en los yacimientos de la Aguaytía y de la Costa norte son pequeñas, de 0.44 TPC y 0.262 TPC, respectivamente, en comparación con las reservas del proyecto de Camisea. Los productos de estos dos yacimientos son comercializados en las propias regiones dentro de su área de influencia, en proyectos de generación eléctrica e industrias. La Figura 10 muestra la estructura de procesamiento de gas natural y cómo ha variado en el periodo 2000-2012. Las grandes reservas de gas natural que se tienen en los yacimientos del proyecto las Malvinas ha hecho posible atraer grandes inversiones para desarrollar sus capacidades de procesamiento de gas natural.

INFRAESTRUCTURA	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL (MMPCD)											
MALVINAS	-	-	440	440	440	440	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160
AGUAYTIA	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
GMP	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
DUCTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (MMPCD)											
TGP	-	-	314	314	314	314	314	380	450	530	1,230
DUCTO DE TRANSPORTE DE LIQUIDOS DEL GAS NATURAL (MBPD)											
TGP	-	-	50	50	50	50	70	85	88	88	110
DUCTO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL (MMPCD)											
GNLC	-	-	255	255	255	255	255	255	255	255	255
PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE LGN (MBPD)											
PISCO - CAMISEA	-	-	50.0	50.0	50.0	50.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0
PUCALLPA - AGUAYTIA	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
VERDUN-GRAÑA Y MONTERO	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
PROCESADORA DE GAS PARIÑAS	-	-	-	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0

Figura 10. Infraestructura de las plantas de gas natural.
Tomado de OSINERGMIN, (2012)

La Figura 11 muestra la participación en la producción de gas natural de las empresas que participan en los proyectos de explotación Costa norte, Aguaytía y Camisea.



Figura 11. Participación en la producción de gas natural.
Tomado de "Informe Sectorial. Perú: Sector Hidrocarburos" por Pacific Credit Rating.
Recuperado de http://www.ratingspcr.com/archivos/publicaciones/SECTORIAL_PERU_HIDROCARBUROS_201012.pdf

La Figura 12 muestra cómo ha variado el precio del gas natural en boca de pozo para los sectores de generación eléctrica, vehicular y residencial. Los precios han ido variando de acuerdo con el Factor de Variación Anual, ajuste que se determina el primer día hábil para cada año calendario.

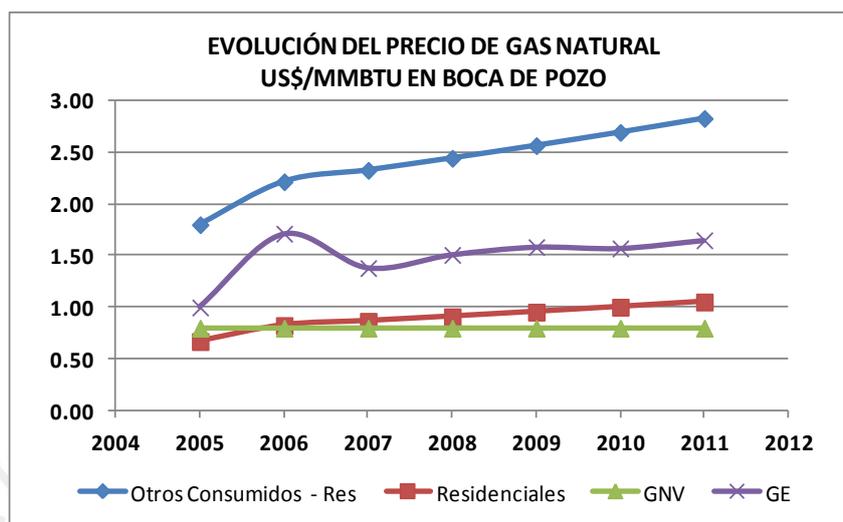


Figura 12. Evolución de precio de gas natural en boca de pozo. Tomado de “Segunda Ampliación de la Planta de Separación Malvinas”. Recuperado de <http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Proyecto-Segunda-Ampliacion-Malvinas.pdf>

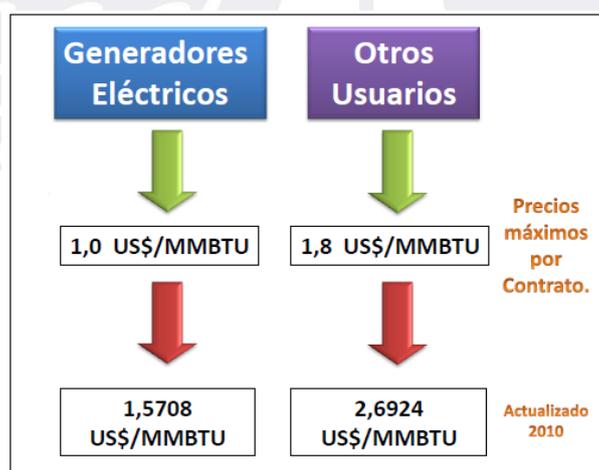


Figura 13. Evolución de precio de gas natural. Tomado de Tomado de “Segunda Ampliación de la Planta de Separación Malvinas” de Osinerming (2010). Recuperado de <http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Proyecto-Segunda-Ampliacion-Malvinas.pdf>

Para establecer el precio final del gas natural, la cadena de valor parte del precio de boca de pozo, a la que se le suman los precios de transporte y distribución. La Figura 14 muestra cómo se establece el precio final para una empresa de generación eléctrica.

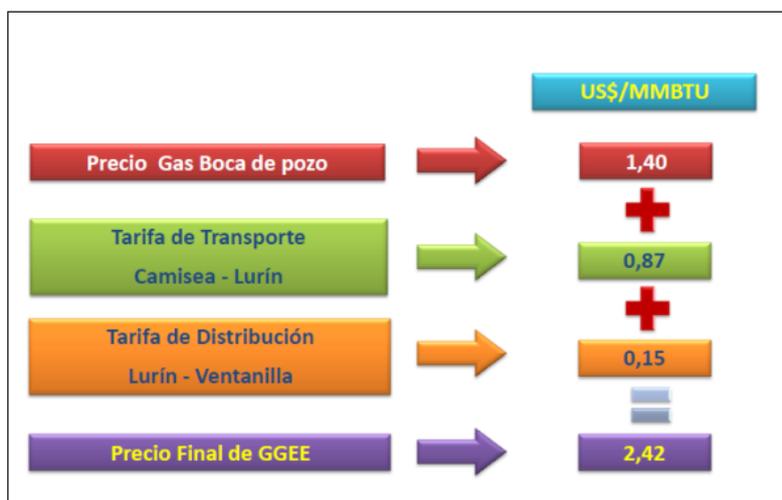


Figura 14. Cadena de valor y precios por etapa.

Tomado de “Formación de precios del gas natural” por Ramírez, Edgard (2010). Latin Energy, Ingeniería y Regulación Energética. Mayo 2010. Recuperado de <http://www.latinenergy.net/pdf/documentos/competgn.pdf>

1.2. Conclusiones

El gas natural ha comenzado a cambiar la matriz energética del Perú en la última década, gracias a la ejecución del proyecto Camisea y a la llegada del gas natural a las industrias de la ciudad de Lima, a las generadoras eléctricas y a la ejecución de la planta de licuefacción de Melchorita.

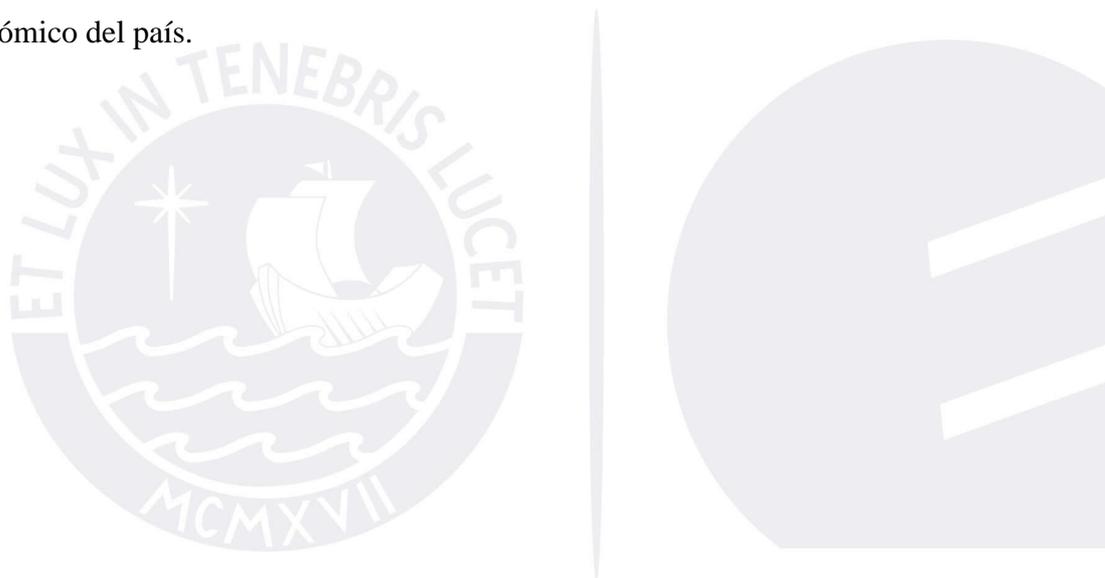
El uso del gas natural permitirá al Perú disponer de un recurso energético en reemplazo de los combustibles tradicionales, los cuales se importan a precios cada vez más altos. Se promoverá el crecimiento económico del país, al incrementar sus exportaciones y permitirá revertir la balanza comercial de hidrocarburos.

Pero, hasta la fecha, ha habido un incipiente desarrollo de nuestra industria del gas natural, debido a la escasa cantidad de reservas probadas, a la localización geográfica de los

yacimientos, ubicados lejos de los principales centros de consumo, y al reducido tamaño del mercado de este combustible a nivel local.

Así también, la falta de una difusión y promoción oportuna del gas imposibilitó el desarrollo de proyectos de transporte y distribución de mayor envergadura en las áreas de influencia de los reservorios. Se debe destacar que la barrera de desarrollo más importante que encuentran las empresas relacionadas en esta industria es el reducido tamaño del mercado de gas natural.

Sin embargo, desde la llegada de los ductos de gas natural a la ciudad de Lima y la exportación de gas licuado a México desde Melchorita, el desarrollo de la industria y del mercado del gas natural promete ser un incentivo económico y eficiente para el crecimiento económico del país.



Capítulo II: Visión, Misión, Valores y Código de Ética

2.1. Antecedentes

Según The Economist (2010), recién en el año 2004 el Perú comenzó a producir grandes cantidades de gas desde la Selva de Camisea, pozo no explotado luego de casi 30 años de ser descubierto. Tan pronto como el gas llegó a Lima, Alejandro Toledo firmó un contrato futuro donde un consorcio liderado por Hunt Oil, una firma estadounidense, construiría un Terminal de Licuefacción de Gas en Pampa Melchorita, al sur de Lima, para exportarse el gas a México. El 10 de junio de 2009 el primer barco zarpó y el Perú se unió al grupo de países exportadores de gas. Pero más allá de celebrar, algunos peruanos se preocuparon de que una fuente limpia y barata de energía se iba a acabar pronto.

Para desarrollar la visión, misión, valores y código de ética de la industria del gas natural peruano, es necesario repasar la literatura que permita formular cada uno de estos aspectos desde un marco estratégico, como señala Tregoe et. al. (1980). El autor afirma que la base para formular el marco estratégico es definir la fuerza impulsora de la empresa o industria. Según Michel Robert (1980), la fuerza impulsora está definida por el perfil estratégico de la empresa, es decir, por la suma de los productos que ofrece, en qué territorios geográficos o qué sectores del mercado, a qué grupo de clientes atiende, qué necesidades cubre, en base a qué recursos tecnológicos o naturales y qué capacidades internas utiliza para generar valor. En cada compañía, un componente en particular destaca predominantemente sobre los demás y domina el criterio que la gerencia emplea para asignar recursos, tomar decisiones o elegir oportunidades. Al explorar un poco más este concepto, se encuentra que cualquier compañía consta de 10 componentes básicos:

- Impulsada por producto o servicio
- Impulsada por clase de cliente o usuario
- Impulsada por categoría de mercado

- Impulsada por tecnología o conocimientos
- Impulsada por habilidad o capacidad de producción
- Impulsada por método de ventas o de marketing
- Impulsada por método de distribución
- Impulsada por recursos naturales
- Impulsada por tamaño o crecimiento
- Impulsada por rendimiento o utilidad

Los conceptos antes descritos permiten definir el perfil de la industria de gas natural en la Tabla 3.

Tabla 3

Perfil Estratégico de la Industria del Gas Natural

Fuerza impulsora	Descripción
Clase de cliente o usuario	Diversos clientes
Categoría de mercado	Diversos mercados de energía
Tecnología o conocimientos	Tecnología estándar de nivel internacional
Habilidad o capacidad de producción	Plantas industriales de gran capacidad
Método de ventas o de marketing	Ventas directas según producto
Método de distribución	Tuberías de gas, cisternas
Recursos naturales	Exploración, explotación, distribución y comercialización de gas natural
Tamaño o crecimiento	Basado en la demanda
Rendimiento o utilidad	Relativamente baja, largo plazo

Se puede deducir del perfil estratégico que la fuerza impulsora de la industria del gas natural es la explotación y exploración del gas natural como recurso de la naturaleza. Dentro de las compañías impulsadas por los recursos naturales, perseguir y tener acceso a los recursos naturales determina la forma en que la compañía asignará su capital y el tipo de oportunidades que escogerá.

Según Robert (1980), los recursos naturales son aquellas formas actuales y potenciales de riqueza que ofrece la naturaleza. A ellos pertenecen el carbón, aceite, metal,

madera, agua, tierras, gas natural, entre otras. Se excluyen los recursos humanos o los que el hombre produce como el dinero y comestibles procesados. Una empresa cuya fuerza impulsora sean los recursos naturales desarrollará sus productos y mercados usando o conservando esos recursos. Se concentrará en controlarlos para incrementar su valor; para venderlos a terceros o los transformará en productos. Ejemplos de ello son las principales compañías petroleras, como Repsol-YPF, Exxon y Shell, y compañías mineras, como Newmont y Broken Hill Properties. También calzan dentro de esta fuerza impulsora empresas del consorcio de gas de Camisea como Plus Petrol, TGP y Cálidda.

Una vez definida la fuerza impulsora primaria, y siguiendo con el razonamiento de Robert (1980), es posible determinar cuáles son las capacidades primarias de la industria. Para una industria basada en explotación y comercialización de recursos naturales, las áreas de excelencia son (a) la exploración y (b) la conversión. Cabe destacar que una actividad de la industria es la distribución y comercialización del gas natural, como es el caso de Cálidda. En este caso, la fuerza impulsora se identifica como método de distribución, por lo que sus áreas de excelencia deberían ser la efectividad del sistema de distribución y la organización del sistema. Sin embargo, Cálidda es un monopolio natural, por lo que mientras se encuentre regulada sus acciones y estrategias estarían determinadas sobre todo por los esfuerzos de la industria en explorar y explotar el recurso y en la creación de industrias de conversión.

2.2. Visión

“Ser en el año 2024 la principal industria proveedora de energía del Perú en distribuir y entregar energía económica y ecológica”.

2.3. Misión

“Proveer al mercado peruano y extranjero con gas natural y derivados mediante el uso de tecnologías eficientes y amigables con el medio ambiente y con especial énfasis en el desarrollo sostenible de la industria del gas natural peruano”

2.4. Valores

- Respeto por la sociedad y el medio ambiente
- Desarrollo sostenible
- Seguridad de los clientes, trabajadores y terceros
- Promoción de las mejores prácticas y estándares
- Conformidad con las leyes y regulaciones
- Desarrollo de tecnología y conocimientos locales
- Entender la naturaleza escasa de los recursos naturales

2.5. Código de Ética

1. La seguridad ante todo
2. Compromiso con el medio ambiente y las comunidades involucradas
3. Contribuir con ofrecer energía accesible y confiable sobre todo a la sociedad peruana
4. Compromiso con el respeto a las leyes locales y los estándares nacionales e internacionales

2.6. Conclusiones

El Estado peruano debe dar prioridad a las actividades de exploración para incrementar las reservas probadas para que la industria de gas natural siga siendo atractiva para los grandes inversionistas.

Debe buscarse incrementar los medios de distribución del gas para que estos puedan llegar a nuevos mercados, los cuales aún no están siendo atendidos. De igual manera, deberán buscarse nuevas formas de comercializar el gas natural, dándole valor agregado para generar el ansiado desarrollo económico y social del país.

El Estado peruano deberá buscar, de manera sistemática, el reemplazo del uso de combustibles derivados del petróleo que, en la actualidad, presentan precios muy cambiantes

y con tendencia a seguir encareciéndose por el uso del gas natural en todos los sectores de la industria y todas las regiones del Perú.

También se deberá buscar una mayor promoción del sector energético del Perú, en especial del uso de gas natural para, de esta manera, atraer a las grandes empresas nacionales e internacionales y a los grandes inversionistas, con miras a crear nuevos puntos de desarrollo impulsados por el gas natural y sus derivados.



Capítulo III: Evaluación Externa

3.1. Análisis del Entorno PESTE

3.1.1. Análisis político

Tras una estrecha victoria electoral, el nuevo presidente Ollanta Humala tendrá que luchar para gobernar desde la centro-izquierda en el periodo 2011-2016, tal como ha prometido, debido a las presiones de los partidarios radicales de izquierda que existen en la alianza Gana Perú (Diario Gestión, agosto 2011). De este modo, el principal reto del nuevo gobierno en el corto plazo será proporcionar garantías a los inversionistas nacionales y extranjeros de que tratará de aplicar, en términos generales, prudentes políticas macroeconómicas, previniendo que la inversión se frene y que la economía se continúe desacelerando significativamente (Diario Gestión, agosto 2011).

Las altas expectativas que existen son entorno a si será capaz de reducir la pobreza rural, que aún está en niveles elevados, la lucha contra la corrupción y mejorar la seguridad ciudadana, todos los cuales son temas complejos que no tienen una rápida solución (Diario Gestión, agosto 2011). Cabe señalar que, según Transparency International (2012), de una medición de percepción de corrupción en el sector público investigado sobre 183 países, el Perú ocupa el puesto 80. Ello ubica al Perú en la zona roja, es decir, con elevados niveles de percepción de corrupción. En comparación, Chile está en el puesto 22.

Respecto al sector del gas natural, este está a cargo de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), que depende del Ministerio de Energía y Minas, y es el órgano técnico normativo encargado de proponer y evaluar la política del subsector hidrocarburos y ejercer el rol concedente a nombre del Estado para las actividades de hidrocarburos (OSINERMING, 2008).

RANK	COUNTRY/TERRITORY	SCORE	RANK	COUNTRY/TERRITORY	SCORE	RANK	COUNTRY/TERRITORY	SCORE
1	New Zealand	9.5	25	France	7.0	46	Mauritius	5.1
2	Denmark	9.4	25	Saint Lucia	7.0	49	Rwanda	5.0
2	Finland	9.4	25	Uruguay	7.0	50	Costa Rica	4.8
4	Sweden	9.3	28	United Arab Emirates	6.8	50	Lithuania	4.8
5	Singapore	9.2	29	Estonia	6.4	50	Oman	4.8
6	Norway	9.0	30	Cyprus	6.3	50	Seychelles	4.8
7	Netherlands	8.9	31	Spain	6.2	54	Hungary	4.6
8	Australia	8.8	32	Botswana	6.1	54	Kuwait	4.6
8	Switzerland	8.8	32	Portugal	6.1	56	Jordan	4.5
10	Canada	8.7	32	Taiwan	6.1	57	Czech Republic	4.4
11	Luxembourg	8.5	35	Slovenia	5.9	57	Namibia	4.4
12	Hong Kong	8.4	36	Israel	5.8	57	Saudi Arabia	4.4
13	Iceland	8.3	36	Saint Vincent and the Grenadines	5.8	60	Malaysia	4.3
14	Germany	8.0	38	Bhutan	5.7	61	Cuba	4.2
14	Japan	8.0	39	Malta	5.6	61	Latvia	4.2
16	Austria	7.8	39	Puerto Rico	5.6	61	Turkey	4.2
16	Barbados	7.8	41	Cape Verde	5.5	64	Georgia	4.1
16	United Kingdom	7.8	41	Poland	5.5	64	South Africa	4.1
19	Belgium	7.5	43	Korea (South)	5.4	66	Croatia	4.0
19	Ireland	7.5	44	Brunei	5.2	66	Montenegro	4.0
21	Bahamas	7.3	44	Dominica	5.2	66	Slovakia	4.0
22	Chile	7.2	46	Bahrain	5.1	69	Ghana	3.9
22	Qatar	7.2	46	Macau	5.1	69	Italy	3.9
24	United States	7.1				69	FYR Macedonia	3.9
						69	Samoa	3.9
						73	Brazil	3.8
						73	Tunisia	3.8
						75	China	3.6
						75	Romania	3.6
						77	Gambia	3.5
						77	Lesotho	3.5
						77	Vanuatu	3.5
						80	Colombia	3.4
						80	El Salvador	3.4
						80	Greece	3.4
						80	Morocco	3.4
						80	Peru	3.4
						80	Thailand	3.4
						86	Bulgaria	3.3
						86	Jamaica	3.3
						86	Panama	3.3
						86	Serbia	3.3
						86	Sri Lanka	3.3
						91	Bosnia and Herzegovina	3.2
						91	Liberia	3.2
						91	Trinidad and Tobago	3.2
						91	Zambia	3.2
						95	Albania	3.1

Figura 15. Perú y el índice de percepción de corrupción.

Tomado de "Annual report 2011. Corruption Perception Index CPI" por Transparency International (2012). Recuperado de <http://www.transparency.org/cpi2011/results>



Figura 16. Perú respecto a la percepción de corrupción en Latinoamérica.

Tomado de "Annual report 2011. Corruption Perception Index CPI" por Transparency International (2012). Recuperado de <http://www.transparency.org/cpi2011/results>

De esta cantidad, aproximadamente 700 millones de BEP corresponden a los condensados y el restante (2 100 millones de BEP) al gas natural seco, metano más etano (OSINERMING, 2008).

A la luz de la importancia de Camisea, en el periodo 1994 a 1996, se expiden los reglamentos que regulan la extracción, transporte, distribución y comercialización del gas natural, así como los líquidos del gas natural que son considerados como un producto equivalente a los derivados del petróleo (GLP, gasolinas, diesel y residuales). En función de dichos reglamentos, se firma el contrato con el consorcio Shell-Mobil (SM) para desarrollar el yacimiento y extraer los productos comerciales hacia el mercado más relevante para el proyecto de acuerdo a la concepción de consorcio.

Luego de dos años de administrar el proyecto en base al contrato de licencia, el consorcio SM decide no continuar con el proyecto argumentando falta de rentabilidad del mismo cuando, en realidad, no había conseguido de parte del Gobierno mayores facilidades a las establecidas en el contrato.

Después, durante los años 1998 y 1999, se trabajó en definir un nuevo esquema de desarrollo para el proyecto Camisea, donde el Estado no invertiría dinero, pero también compartiera las ganancias de unas reservas probadas y se percatara de recibir ingresos mínimos por concepto de regalías, como señala OSINERMING (2008).

En el nuevo esquema se instrumentó en la Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, como una herramienta que defina el accionar del Estado en los proyectos de gas natural y que, además, establezca obligaciones mínimas al licenciatario de un yacimiento respecto a la comercialización del gas natural en el mercado interno. Sin embargo, luego de desarrollar el esquema básico de Camisea y expedidos los reglamentos complementarios, en el año 2000, se concursó la explotación del yacimiento y el desarrollo de la Red Principal de Transporte, con lo que se logró firmar los respectivos

contratos en diciembre de 2000. Desde el año 2000 hasta el 2004, año de inicio de la operación de Camisea, el gobierno promulgó nuevos reglamentos, modificó los existentes y adaptó los contratos de licencia y concesión con el objeto de apoyar en el desarrollo del proyecto. El apoyo decidido del gobierno permitió la operación de Camisea en el tiempo esperado, pero dejó latentes problemas de impacto ambiental y manejo de comunidades que, hasta hoy en día, no están resueltos (OSINERMING, 2008).

En el año 2005, el gobierno promovió cambios en los contratos de licencia, leyes y reglamentos para facilitar el proyecto de exportación de gas natural denominado Perú LNG. Para la ejecución de dicho proyecto, se requería tener garantizado una reserva mínima de gas natural de 4.4 TPC, lo cual no era posible alcanzar con los 2.4 TPC que tiene el yacimiento de Pagoreni (lote 56), por lo que se necesitaba que el lote 88 le ceda (mediante un contrato de venta) casi 2 TPC a Perú LNG para que este lo exporte libremente (OSINERMING, 2008). El contrato de licencia original del lote 88 permite la exportación del gas natural, pero pone como una condición permanente que se garantice el abastecimiento del mercado interno para los siguientes 20 años, lo cual colocaba al proyecto de exportación en una posición de menor nivel respecto al mercado interno. El cambio introducido al contrato y a la Ley 27133 señalaron que la evaluación de los 20 años se haga solo una vez, y que, luego de firmado el contrato de suministro entre el Productor del lote 88 y Perú LNG, ya no habría revisión del alcance de las reservas para abastecer al mercado interno (OSINERMING, 2008).

Otro tema que el esquema regulatorio del gas natural no ha sopesado es la naturaleza de los gasoductos desarrollados por los licenciatarios para llevar el gas natural hasta su mercado. Hoy la ley y reglamentos permiten ductos de uso propio con acceso exclusivo del licenciatario sin posibilidad de acceder a la capacidad excedente del gasoducto. Esto coloca en desventaja al Estado al no poder ordenar el uso de dichos excedentes en caso se requiera para el desarrollo del mercado interno. Según OSINERMING(2008), poco antes del inicio de

las operaciones comerciales del Proyecto Camisea en agosto de 2004, el Estado peruano otorgó a OSINERGMIN la facultad de regular las tarifas de los servicios de transporte y distribución de gas natural por redes de ductos, así como las tarifas de transporte de hidrocarburos líquidos por redes de ductos. Según la web de OSINERGMIN, esta se ha trazado como misión el regular y supervisar los sectores de energía y minería con autonomía y transparencia para generar confianza a la inversión y proteger a la población (OSINERMING, 2012).

Según OSINERMING, la industria y el mercado del gas natural son complejos, no solo desde la perspectiva de sus demandas de capital y tecnología, sino también de cara al desarrollo y desenvolvimiento en diferentes segmentos de mercado. En el caso peruano, por ejemplo, la exploración y la explotación del gas natural se realizan en condiciones de competencia, ya que en ellas convergen actualmente un buen número de empresas de petróleo y gas natural. En tanto, el transporte, entendido este como el servicio de traslado del gas natural desde los centros de producción hasta las instalaciones de los consumidores finales a través de redes de ductos, es una actividad, que una vez concesionada, opera como un monopolio natural, que requiere ser regulado para asegurar su operación y desarrollo, en armonía con el interés de los consumidores (OSINERMING, 2008).

De acuerdo con lo publicado por OSINERMING (2008), se optó por la separación vertical de las actividades de explotación, transporte y distribución del gas natural, y se establecieron tarifas reguladas para el ducto de transporte y distribución principal, basadas en costos medios de largo plazo. Además, dado el mínimo desarrollo de mercados de gas en el Perú, se establecieron medidas de promoción como la garantía de ingresos de los operadores de ductos. Se establecieron precios máximos para el gas en boca de pozo, en el contrato de concesión, dada la existencia de un solo operador de campo. El explotador tiene una

concesión por 40 años, el transportista por 33 años. Se establece la exclusividad por 10 años para usar los ductos. Luego de este periodo, se obliga al acceso abierto a la tarifa regulada.

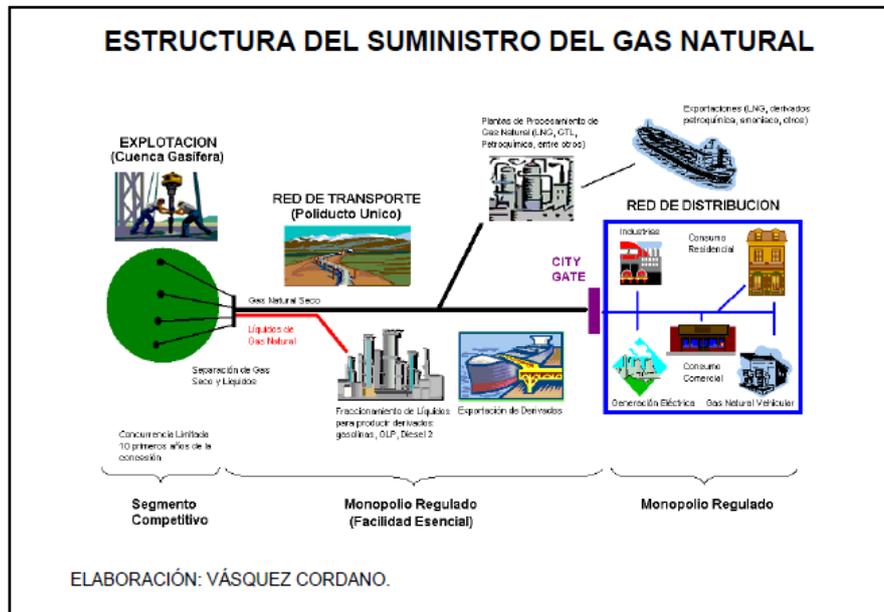


Figura 17. Estructura del suministro del gas natural.

Recuperado de

http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/DT14_OSINERG.pdf

Sobre las metas macroeconómicas del Estado peruano, los principales objetivos del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y declaración de política fiscal, señalados en documento Marco Macroeconómico Multianual Revisado 2011-2013 (MEF, agosto 2010), son:

1. *Asegurar la estabilidad macroeconómica.* Este resulta un objetivo prioritario, tal como lo demuestra el desempeño económico en la última década, ya que la mejora del clima de confianza permite: (a) alcanzar mayores tasas de crecimiento sostenido, elemento central para seguir generando empleo y reducir la pobreza; (b) generar los espacios necesarios para poder aplicar una política que atenúe eventos coyunturales desfavorables; (c) atraer importantes flujos de inversión privada; y (d) sostener el grado de inversión e incluso mejorar en la calificación de la deuda, para que las nuevas emisiones de deuda (públicas y privadas) tengan un menor costo. El objetivo de asegurar la estabilidad macroeconómica

no es incompatible con los otros objetivos que se detallan más adelante, sino que es un prerequisite para que ellos se logren en forma sostenida.

2. *Aumentar y mejorar la calidad del gasto social.* Asegurar que los presupuestos y en general los recursos del Estado generen el mayor retorno económico y social posible, a través de mejoras en la asignación del gasto orientados principalmente a los más pobres y excluidos. Para ello, se priorizará no solo su cobertura sino también se continuará introduciendo mecanismos para mejorar la calidad de estos gastos. Entre el 2001 y 2010 (Presupuesto Institucional Modificado a mayo 2010, PIM 2010), el gasto social (incluyendo educación y salud) pasó de S/. 17 751 a S/. 42 833 millones, es decir, un aumento de poco más de S/. 25 mil millones o 141%.
3. *Reforzar un adecuado gasto público descentralizado.* Se busca una mayor orientación a resultados, en áreas donde los niveles de gobierno comparten responsabilidades y objetivos. Como parte de ello, se diseñó el Programa de Modernización Municipal (PMM), condicionado a que los gobiernos locales logren metas asociadas a mejorar el clima de negocios y la calidad del gasto social.
4. *Mejorar la competitividad.* La meta del Programa Estratégico del Plan de Mejora de Clima de Negocios es que, al término del año 2011, el Perú tenga el mejor clima de negocios en Latinoamérica. Esto requiere la reducción de trámites, tiempos y costos de los usuarios para la apertura y cierre de negocios, permisos de construcción, registro de propiedad, declaraciones y pagos de impuestos, protección al inversionista, comercio internacional y cumplimiento de contratos.
5. *Profundizar el mercado financiero y de capitales.* El objetivo es ampliar el acceso al financiamiento, a través del desarrollo de nuevos instrumentos financieros que permitan mejorar el calce entre activos y pasivos especialmente de largo plazo y la mejora del esquema regulatorio y tributario del mercado de capitales.

6. *Aumentar la recaudación tributaria.* Ampliar la base tributaria a través de medidas que combatan la evasión y subvaluación. Se facilitará el pago de tributos y se disminuirá el tiempo de respuesta a los reclamos.

3.1.2. Análisis económico

La economía peruana creció un 8.78% el año 2010 y aproximadamente 7% en el 2011, una de las tasas más altas del mundo y casi en línea con lo previsto por analistas, debido al fuerte dinamismo de su demanda interna y el empuje de sus exportaciones. Este resultado se logró luego de que el Producto Bruto Interno (PBI) avanzó 8.93% en diciembre, con lo que acumuló 16 meses consecutivos de crecimiento. La expansión del año pasado denota una franca recuperación luego de que el país fuera duramente golpeado en el 2009, cuando su economía creció apenas un 0.9% tras los embates de la crisis financiera internacional (Economía Peruana, marzo 2011). La Figura 18 presenta la tendencia del PBI desde el 2003 hasta al 2010 y, adicionalmente, un proyección (del BCR) del PBI para el 2011 y 2012 (Economía Peruana, marzo 2011).

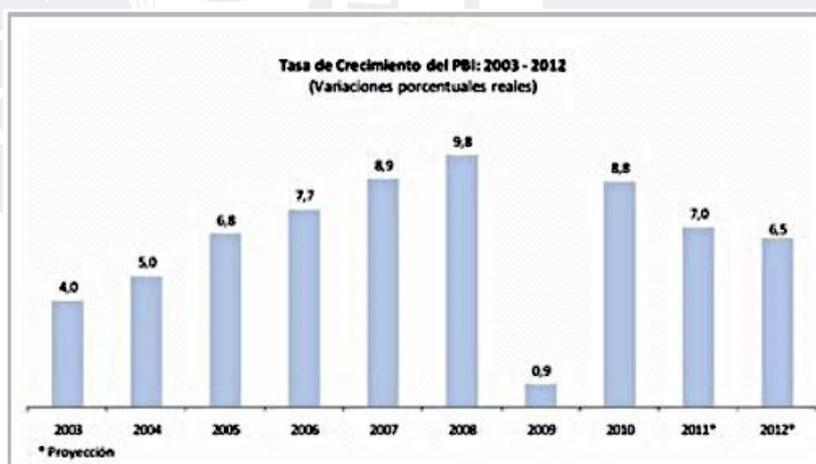


Figura 18. Tasa de crecimiento del PBI 2003-2012.

Tomado de "Reporte de inflación 2011" por el Banco Central de Reserva del Perú. Recuperado de <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2011/marzo/Reporte-de-Inflacion-Marzo-2011.pdf>

El PBI del Perú está caminando bien en comparación con las economías de los países desarrollados y países emergentes. En la región de Latinoamérica, el Perú tiene la más alta

tasa de crecimiento, como se muestra en las siguientes Figuras (Economía Peruana, marzo 2011).

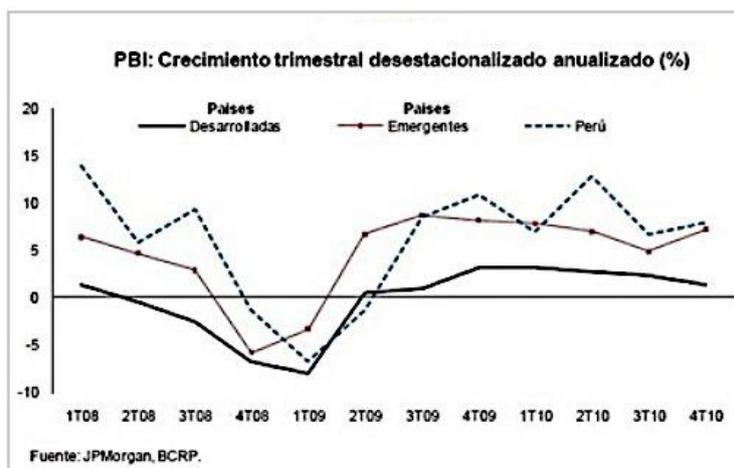


Figura 19. PBI: crecimiento trimestral desestacionalizado anualizado (%). Tomado de “Reporte de inflación” por el Banco Central de Reserva del Perú (2011). Recuperado de <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2011/marzo/Reporte-de-Inflacion-Marzo-2011.pdf>.

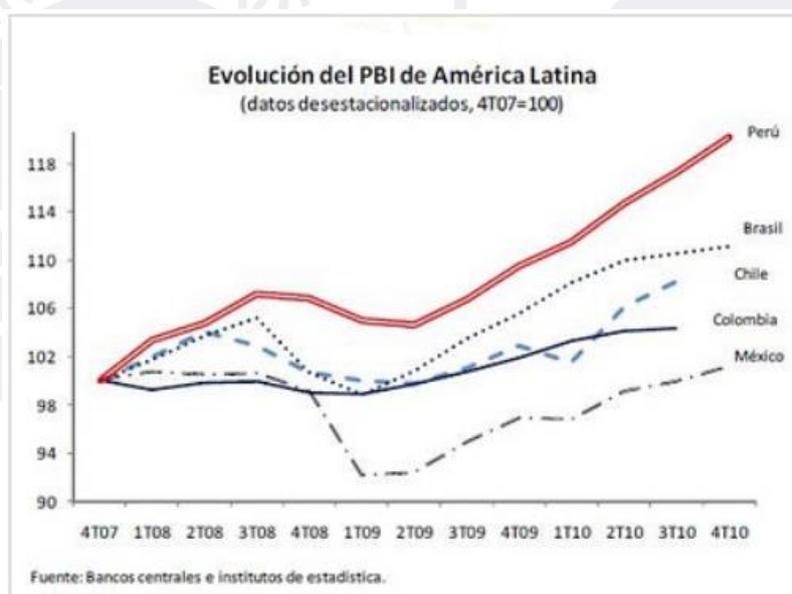


Figura 20. Evolución del PBI en América Latina. Tomado de “Reporte de inflación” por el Banco Central de Reserva del Perú (2011). Recuperado de <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2011/marzo/Reporte-de-Inflacion-Marzo-2011.pdf>.

La meta de inflación es 2.0% con un margen de tolerancia de un punto porcentual hacia abajo (1.0%) y hacia arriba (3.0%). Con ello, el Banco Central busca anclar las expectativas de inflación en un nivel similar al de las economías desarrolladas y establecer un

compromiso permanente con la estabilidad de la moneda (BCRP, marzo 2011). Se proyecta que la inflación se elevaría principalmente por factores de oferta para ubicarse alrededor del límite superior de la meta hacia fines de 2011 y luego revertir su tendencia hacia el nivel meta a lo largo de 2012. Esta proyección se sustenta en expectativas inflacionarias ancladas en el rango meta, ajustes adicionales en la posición monetaria, una moderación del estímulo fiscal y en la reversión de los choques de oferta (BCRP, marzo 2011).



Figura 21. Inflación - variación porcentual.
Tomado de “Reporte de inflación” por el Banco Central de Reserva del Perú (2011).
Recuperado de <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2011/marzo/Reporte-de-Inflacion-Marzo-2011.pdf>.

De acuerdo con el BCR (marzo, 2011), los principales riesgos que podrían desviar a la tasa de inflación del escenario base en el horizonte de proyección son: inflación importada por alimentos y energía, el dinamismo en la economía doméstica, y la incertidumbre sobre la evolución de la economía mundial. Cabe señalar que, según Gestión (2012), el Banco Central de Reserva (BCR) decidió mantener la tasa de interés de referencia a pesar de reportar que se ha acentuado la incertidumbre por la crisis económica global. Indicadores que respaldan esta tendencia son el ritmo de crecimiento de la economía mundial relativamente bajo, aunque dentro del valor sostenible a largo plazo, y la caída de los precios internacionales de los *commodities*. El Banco Central mantiene una alta disponibilidad de reservas internacionales y

dispone de diversos mecanismos de inyección de liquidez para enfrentar esta contingencia. Así, de materializarse este riesgo, la política monetaria mantendría el estímulo monetario por un mayor tiempo.

Sobre el precio del petróleo, desde mediados del 2003, su cotización internacional ha estado sujeta a una importante volatilidad. Su cotización pasó de niveles menores a los US\$30 por barril hasta los US\$150. El gobierno, a través del Fondo de Estabilización del Precio de los Combustibles, redujo en la medida de lo posible las variaciones en los precios domésticos de los combustibles (MEF, diciembre 2008).

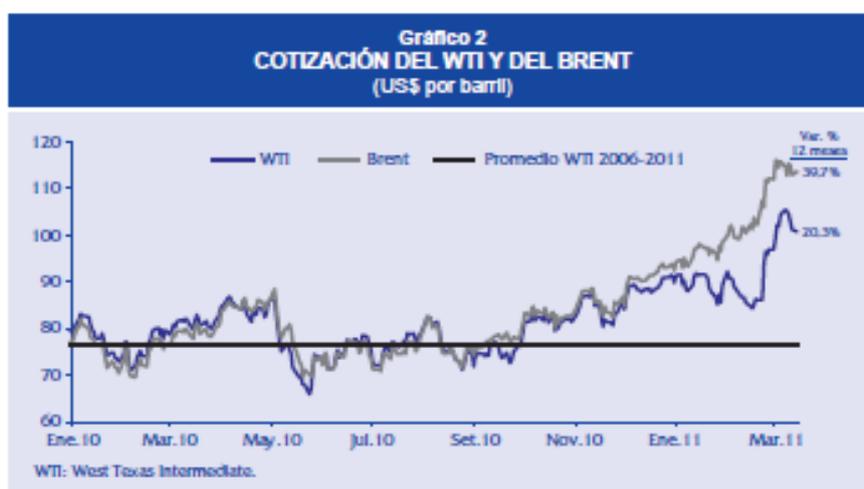


Figura 22. Precio del petróleo. Tomado de “Reporte de inflación” por el Banco Central de Reserva del Perú (2011). Recuperado de <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2011/marzo/Reporte-de-Inflacion-Marzo-2011.pdf>.

Sin embargo, a pesar de la tendencia a la subida del precio del petróleo, el gas natural ha mantenido, en los últimos cuatro años, una tendencia a la baja, debido al incremento mundial de reservas de gas natural y a la explotación de reservas no convencionales como *shale gas*, especialmente en Norteamérica.



Figura 23. Evolución de precio de gas natural.

Tomado de Yahoo.com. Recuperado de http://ycharts.com/indicators/natural_gas_spot_price/chart#series=type%3Aindicador%2Cid%3Anatural_gas_spot_price%2Ccalc%3A&format=real&recessions=false&zoom=5

Tabla 4

Crecimiento Mundial

	2009	2010	2011		2012	
			RI Dic.10	RI Mar.11	RI Dic.10	RI Mar.11
Economías desarrolladas	-3,4	2,9	1,9	2,3	2,0	2,3
1. Estados Unidos	-2,6	2,8	2,4	3,0	2,4	2,8
2. Eurozona	-4,1	1,6	1,1	1,3	1,1	1,4
Alemania	-4,7	3,5	1,7	2,2	1,3	1,5
Francia	-2,6	1,5	1,3	1,4	1,3	1,5
3. Japón	-6,3	3,9	1,0	1,4	1,4	1,7
4. Reino Unido	-4,9	1,3	2,0	1,7	2,0	2,0
5. Canadá	-2,5	3,1	2,4	2,6	2,4	2,4
6. Otras economías desarrolladas	-1,4	5,4	3,2	3,5	3,2	3,8
Economías en desarrollo	2,5	6,9	5,9	6,1	5,8	6,1
1. África subsahariana	2,8	5,0	5,5	5,5	5,5	5,5
2. Europa Central y del Este	-3,7	3,9	3,4	3,6	3,5	4,1
3. Comunidad de Estados independientes	-6,5	4,4	4,2	4,5	4,2	4,5
Rusia	-7,9	4,0	3,8	4,2	3,8	4,2
4. Asia en desarrollo	7,0	9,2	7,6	7,9	7,6	7,9
China	9,2	10,3	8,9	8,9	8,8	8,8
India	5,7	9,0	7,2	8,0	7,2	8,0
5. Oriente Medio y Norte de África	1,8	3,9	4,9	4,6	4,8	4,6
6. América Latina y Caribe	-1,8	5,8	3,7	4,2	3,6	3,9
Brasil	-0,2	7,5	4,0	4,5	4,0	4,0
Economía Mundial	-0,7	4,7	3,7	4,1	3,7	4,1
Nota:						
BRICs 1/	5,1	8,9	7,3	7,5	7,2	7,4
Socios Comerciales 2/	-1,1	4,4	3,2	3,6	3,2	3,4

Nota: Tomado de "Reporte de inflación" por el Banco Central de Reserva del Perú (2011) en base a datos del Fondo Monetario Internacional. Recuperado de <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2011/marzo/Reporte-de-Inflacion-Marzo-2011.pdf>.

Referente a la tasa de interés de referencia, esta se ha reajustado en tres oportunidades entre los meses de enero y marzo, con incrementos de 25 puntos básicos en cada mes, con lo que la tasa se ha elevado de 3.0 a 3.75% (BCRP, 2011). Respecto al escenario internacional, muestra una mejora de los indicadores de actividad en los países desarrollados, por lo que se ha revisado la proyección de crecimiento mundial para 2011 y 2012 de 3.7 a 4.1% para ambos años. Se espera que la recuperación de la actividad económica mundial no sea homogénea. El crecimiento de las economías desarrolladas continúa dependiendo del grado del estímulo fiscal y monetario, y en la mayor parte de los casos las presiones inflacionarias se mantienen bajo control. Por el contrario, las economías emergentes vienen enfrentando mayores presiones inflacionarias generadas por el fuerte crecimiento de la demanda interna en un entorno de altos precios de alimentos y energía, razón por la cual algunas de ellas han empezado a retirar el estímulo monetario (BCRP, 2011).

En lo concerniente al gas natural, su precio no solo es menor que el del petróleo y sus derivados, ya sean estos GLP, kerosene, diesel, residual o gasolina, sino que, por lo general, no sigue las tendencias del mercado internacional por no ser realmente un *commodity*. Por tanto, su precio es más previsible y estable. Solo el carbón es más barato, pero en extremo contaminante (OSINERMING, 2008). Generalmente, los precios del gas natural son más altos en los mercados de consumo (Japón, Europa, OECD, UK) que en las zonas productoras (Alberta y Henry Hub). (OSINERMING, 2008). De acuerdo con OSINERMING 2008, en el año 2005, las reservas mundiales de gas natural fueron de 180 Tera m³ (6350 tera pies cúbicos), mientras que en el 1980 estas eran de 84 tera m³, lo cual significa que en 25 años se han incrementado en 114%, es decir, que han crecido a una tasa media anual de 3.1%. En el año 1980, la región que tenía más reservas era Europa y Euro Asia (fundamentalmente Rusia), pero 25 años después la región con más reservas de gas natural es el Medio Oriente, según los datos que se muestran en la Figura 24.

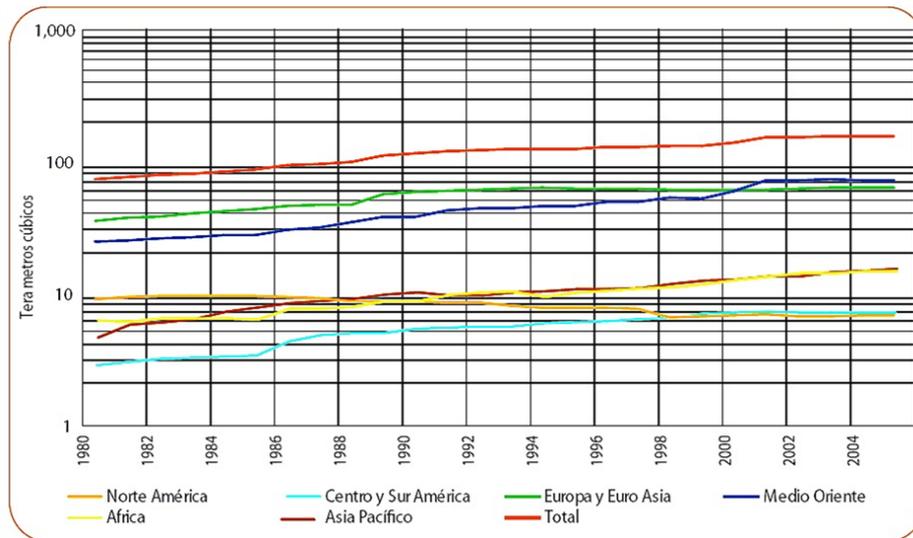


Figura 24. Reservas de gas natural por región.

Tomado de “Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

De todas las regiones, Norte América es la única que presenta una tasa negativa de crecimiento en un periodo de 25 años, mientras que la de Medio Oriente mantiene una tasa positiva de incremento de entre 4% y 6% anual. Los mayores niveles de crecimiento se observan en los años previos a 1995, debido a las crisis del petróleo que incentivaron el desarrollo de la industria del gas natural (OSINERMING, 2008). Por el lado del consumo de gas natural por región, se observa que, en los últimos 40 años, la que más creció fue la de Europa y Euro Asia. En el año 2005, esta región presentó un consumo medio anual de 110 giga pies cúbicos por día, siendo la de Norte América la segunda en tamaño con 75 giga pies cúbicos por día.

La región Asia Pacífico presenta también un crecimiento explosivo en el consumo de gas natural debido al desarrollo industrial de Japón, Corea, China y otros países. La tasa de crecimiento anual de consumo de gas natural de esta región está entre 7% y 8% anual. La región de Centro y Sur América presenta una tasa de crecimiento casi constante de entre 4% y 6%. En la segunda mitad de la década de 1980 es cuando presenta una tasa media anual

positiva del 9%. Las tasas de crecimiento del consumo en los últimos 20 años son menores a las obtenidas en la década de 1970 (OSINERMIN, 2008).

En Latinoamérica, Brasil es, actualmente, el mayor consumidor con el 1.9% del consumo mundial y casi el 40% del consumo latinoamericano. Brasil, en el 2030, consumirá 2.4% del nivel mundial y el 41% de Latinoamérica.

Ramírez señala, además, que una política de Estado es la norma en países cercanos como Argentina o Chile, claramente importadores de gas natural que, sin embargo, han logrado palear el problema de sus escasas reservas en base a políticas claras. Es importante señalar que la infraestructura que se construya, por lo tanto, en el Perú, respecto a GN, debe estar diseñada para el caso en que las reservas queden escasas o nulas, es decir, se debe estar preparados para que la infraestructura no dependa de las reservas actuales.

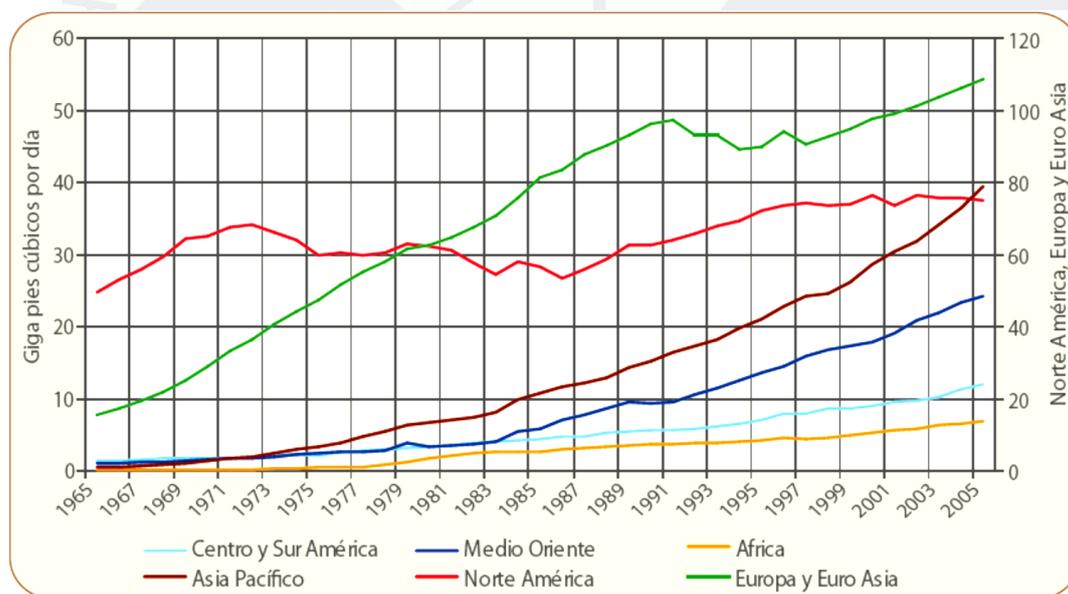


Figura 25. Consumo de gas natural por región.

Tomado de “Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

El consumo del gas natural en el Perú en los últimos años se ha incrementado considerablemente. El sector residencial y comercial de gas natural en desde el año 2009 a la

fecha, presenta un incremento del 233%. En el sector industrial el consumo de gas natural en el mismo periodo se incrementado en 41%.

El ministro de Energía y Minas, Jorge Merino Tafur, indico que el Perú tiene el gran reto de utilizar en forma masiva el gas natural que posee y para esto el gobierno ha propuesto una serie de componentes que permitan esa masificación con justicia e inserción social.

Afirmó que la masificación del gas natural se podría lograr en un plazo relativamente corto a través del desarrollo de sistemas de transporte de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GNL), así como el abastecimiento por ductos. RPP Noticias (2012)

Aseguró que el proyecto de ley para la masificación del gas natural no pretende reemplazar de ninguna manera al Gasoducto Andino del Sur, que se trata de un tema complementario que es necesario llevar a cabo para dotar lo más pronto posible de este recurso a las poblaciones más pobres del país. RPP Noticias (2012)

Una mayor masificación del gas natural requiere la participación de los gobiernos locales y regionales, invirtiendo sus recursos de manera libre y sin condiciones, pero de acuerdo a ley. Las redes de gas deben ser entendidas como un servicio público que debemos poner a disposición de todos los peruanos. RPP Noticias (2012)

Las acciones masificación en el acceso al gas obedecen a una política nacional que busca llevar este recurso a los pueblos de la costa y sierra del país, con la garantía de un bajo precio debido a que toda la producción llegará desde el Lote 88 de Camisea, destinado al mercado interno y con un precio regulado. RPP Noticias (2012)

Esto es importante porque la masificación del gas requiere de un subsidio en las zonas más pobres, por eso pedimos que se autorice que Osinergmin pueda contribuir con estos fondos del saldo de balance que puedan acumular en algunos años. RPP Noticias (2012)

3.1.3. Análisis social

En la actualidad, el Perú presenta diversos conflictos sociales. La Defensoría del Pueblo señaló que la mayoría de los conflictos socio ambientales tienen que ver con la actividad extractiva de recursos naturales, debido al temor de las comunidades a la contaminación o riesgo de contaminación de sus tierras y fuentes de agua. El informe de la Defensoría señala también que de los 214 conflictos reportados, 135 se encuentran activos (63%) y 79 se mantienen en estado latente (37%) (Diario El Comercio, agosto 2011). Así también, el reporte precisa que 118 conflictos están relacionados a temas socio ambientales, 22 al ámbito de gobiernos locales, otros 22 a asuntos de Gobierno Nacional, 14 a problemas laborales, 13 al asunto de la demarcación territorial y nueve tienen que ver con asuntos comunales, entre otros

Sobre el gas natural, su arribo ha representado una oportunidad importante de ahorro de energía, tanto a nivel de hogares como de empresas. En particular, los hogares que se encuentran dentro de la red de distribución podrían beneficiarse de menores precios si es que optan por conectarse a la red, especialmente en un contexto donde el precio internacional de los combustibles ha venido incrementándose de forma notoria. Las primeras evaluaciones del ahorro potencial que podrían tener los consumidores residenciales fueron hechas asumiendo que el nivel de consumo una vez realizada la conversión se mantendría constante, lo que da como resultado porcentajes de ahorro cercanos al 50% en comparación con el gasto que se tenía antes de conectarse a la red (OSINERMING, 2009).

El servicio de distribución del gas natural consiste en dar suministro a los usuarios de una determinada región o localidad, a través de las redes de ductos o tuberías subterráneas. En el caso peruano, Lima Metropolitana concentra la mayor cantidad de usuarios de este servicio, cuyo gas proviene exclusivamente del yacimiento de Camisea. En este mercado, se podría distinguir cuatro segmentos según las características de los usuarios: residencial,

comercial, industrial y vehicular. No obstante, según la ley, se han establecido cuatro categorías de consumidores, dependiendo de su nivel de consumo. El siguiente cuadro muestra los rangos de consumo existentes que definen las categorías de consumidor. Cabe resaltar que la categoría A cuyo máximo nivel de consumo es de 300 metros cúbicos de gas natural mensual está formada esencialmente por clientes residenciales (OSINERMINING, 2009).

Tabla 5

Consumidores de Gas Residencial

Categorías de Consumidor	Rango de Consumo (m³ / mes)
A	Hasta 300
B	301 – 17,500
C	17,501 – 300,000
D	Más de 300,000

Nota. Tomado de “Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

El consumo de gas natural residencial muestra una clara tendencia creciente. Inicialmente, en marzo del 2005, solo se registraba un consumo mensual de 56.6 metros cúbicos de GN registrando 37 meses después en marzo del 2008 un consumo mensual de 161,434 metros cúbicos de GN; es decir, ha registrado una tasa de crecimiento promedio mensual de 24%. En enero del 2008, se registró el máximo nivel histórico de consumo mensual alcanzando 168,372 metros cúbicos de GN. En la Figura 26, se muestra esta evolución del consumo de GN para los consumidores residenciales (OSINERMINING, 2009).

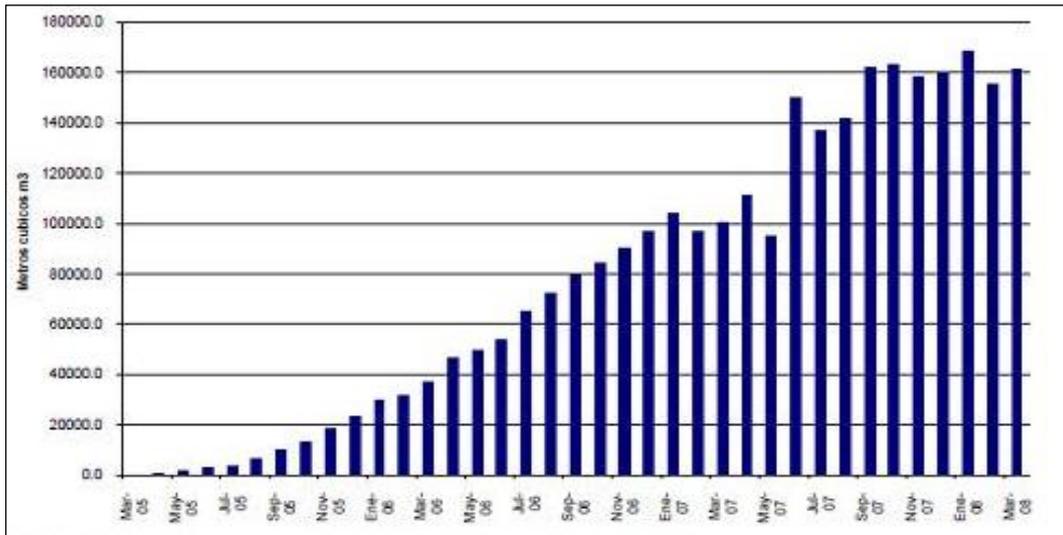


Figura 26. Evolución del consumo de gas natural en clientes residenciales, Tomado de “Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

También se ha visto que el Perú enfrentaría un déficit temporal de energía el próximo año y podría importar electricidad de Ecuador para compensar una eventual falta de suministro en el norte del país. Los recortes de suministros se darían por problemas de estiaje y falta de lluvias, mientras se construye nuevos sistemas interconectados de energía que estarán listos en el 2013. Por otro lado, Japón compró gas natural al Perú. La empresa Tokyo Electric, la energética más grande de Asia, adquirió el combustible para abordar los cortes energéticos por la inhabilitación de la central nuclear de Fukushima. De esta manera, Tokyo Electric busca suministros de combustible suplementarios para poder abordar los cortes energéticos esperados en el verano boreal, luego del sismo y el tsunami del 11 de marzo que inhabilitaron su central de Fukushima Daiichi y causaron la peor crisis nuclear en el mundo desde Chernobyl (Gestión, mayo 2011).

De acuerdo a Proetica (2010) los principales problemas del país la inseguridad ciudadana ha pasado a ser la preocupación más importante para la población (20 puntos porcentuales más que en el 2010), seguida de la corrupción y el desempleo. Ambos

problemas tienen una connotación inminente según el nivel socioeconómico ya que la corrupción es reconocida en mayor manera por la población de nivel socioeconómico más alto porque podrían estar más informados acerca de estos casos, mientras que los niveles socioeconómicos más bajos mencionan más al desempleo por ser un tema recurrente en su vida cotidiana.

Entre los años 2002 y 2012, la percepción de los peruanos es que la delincuencia se ha incrementado de 31% a 61%, la corrupción ha pasado de 29% a 42%, y la pobreza y el desempleo disminuyeron de 60% a 27% y 71% al 31% respectivamente.

Debe señalarse que la percepción, al 2012, de la disminución de la pobreza y desempleo no es tan notoria en los niveles socioeconómicos más bajos (NSC D y NSC E), donde se tienen percepciones de 38% y 40% respectivamente.

3.1.4. Análisis tecnológico

El gas natural, en el mundo, constituye la tercera fuente de energía después del petróleo y el carbón. En los últimos 20 años, las reservas de gas natural han crecido a un tasa anual de 5% aproximadamente. Se estima que las reservas globales de este hidrocarburo son de 150 billones de m³. El gran desarrollo de esta fuente de energía obedece a la importancia creciente que ha adquirido el hidrocarburo como combustible e insumo industrial (OSINERMING, 2008). El gas natural es considerado como un combustible limpio. Bajo su forma comercializada, casi no contiene azufre y virtualmente no genera dióxidos de azufre (SO₂). Sus emisiones de óxidos de nitrógeno son menores a las generadas por el petróleo y el carbón. Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) son inferiores a la de otros combustibles fósiles. Según Eurogas, emiten 40 a 50% menos que el carbón y 25 a 30% menos que el petróleo (OSINERMING, 2008).

Los problemas principales de la industria del gas natural están fuertemente relacionados con las exigencias económicas y técnicas de las actividades de exploración,

explotación y transporte del hidrocarburo. Como se sabe, al igual que el petróleo, el gas natural se encuentra en yacimientos ubicados a grandes profundidades bajo los casquetes continentales y los fondos submarinos; de ahí que su búsqueda, hallazgo y extracción demanden cuantiosas inversiones y el empleo de tecnologías de punta. De igual manera, el transporte del gas natural plantea también exigencias semejantes, ya que los campos de producción del hidrocarburo están, por lo general, ubicados a grandes distancias de los centros de consumo. La instalación y operación de los gasoductos, los sistemas de licuefacción, transporte y regasificación de GNL, y las demás formas de transporte del hidrocarburo son de por sí intensivos en capital y en tecnologías avanzadas (OSINERMIN, 2008).

La producción acumulada de gas natural correspondiente al período enero – abril del 2011 fue de 116 millones 746 mil 740 pies cúbicos, 162.83% mayor que la producción acumulada al mes de abril del año 2010, reportó Perupetro. Explicó que este incremento se debió principalmente a los mayores requerimientos del sector eléctrico y a la entrega de gas a la planta de gas natural licuado (GNL) operada por la empresa Perú LNG (Gestión, mayo 2011). Referente a la generación eléctrica a nivel nacional, esta fue de 3,175 gigavatios hora (Gwh) en abril del 2011, resultado que es mayor en 8% respecto a la registrada en el mismo mes del año pasado, informó el Ministerio de Energía y Minas. La hidroenergía participó con 58%, el gas natural con 35%, diesel y residual con 4%, carbón con 3% y biomasa con 0.3% (Gestión, 2011).

Respecto a la capacidad del gasoducto, el Ministerio de Energía y Minas aprobó la ampliación del ducto de gas de Transportadora de Gas Natural (TGP), por el cual se agregará dos líneas que aumentarán la capacidad de transporte hasta 1,270 millones de pies cúbicos por día de gas natural y 120,000 barriles diarios de líquidos del gas. El ducto actual que lleva el gas desde Camisea hasta la Costa peruana tiene una capacidad de 530 millones de pies cúbicos por día (Expreso, 2011). La ampliación del gasoducto ayudará a abastecer la

creciente demanda interna de gas natural, que ha aumentado fuertemente en los últimos años ante el mayor uso del combustible en la industria local, las empresas eléctricas y los vehículos de transporte público y particular, según expertos (Gestión, 2010).

Según APOYO Consultoría (2012), existen 23,000 unidades de transporte público en Lima Metropolitana registradas. Se calculan existen en total 40,000 mil, de las cuales el 49% son microbuses, el 39% camionetas rurales y sólo el 12% ómnibus. El 80% tienen más de 15 años de antigüedad. Muy pocas de estas unidades, según Gerencia de Transporte Urbano (2012) utilizan Gas Natural Vehicular. Pérez(2010) señala que algo más del 0.1% utilizan Gas Natural, mientras que casi el 94% utilizan Diesel como combustible.

Sobre la industria petroquímica, el pleno del Congreso aprobó el proyecto de ley del Ejecutivo que promueve el desarrollo de esta industria basada en el etano; insumo obtenido del gas natural y que sirve para la industria de plásticos (Gestión, 2011).

Cabe señalar que, según América Economía (2011), el Perú tiene un interés real de aprovechar su ubicación y posición para convertirse en el primer productor de productos petroquímicos en la costa del Pacífico, y, de esta forma, competir con los productores latinoamericanos como Brasil, México y Venezuela.

3.1.5. Análisis ecológico y responsabilidad social

El Ministerio del Ambiente fue creado en mayo de 2008, mediante Decreto Legislativo N° 1013, como ente rector del sector ambiental nacional, que coordina en los niveles de Gobierno Local, Regional y Nacional. Los problemas ambientales globales, principalmente el cambio climático, la pérdida de los recursos naturales, la disminución de los bosques y la crisis del agua, que amenazan la vida en el planeta, concitan hoy la atención internacional. El Perú debe buscar la generación de nuevas fuentes de energía para crecer y generar riqueza que pueda, a su vez, llegar hasta la población de los pueblos más alejados del país. Así mismo, se espera que, en un futuro, el 66% de la energía que consumimos sea

generada por energías renovables procedentes de las fuentes hídricas, eólicas, solares y geotérmicas (MINAM, 2011).

Según cifras del Banco Mundial, esta pérdida incide en la población a través de impactos en la salud, causados, en muchos casos, por una mala calidad del aire en el país. Un estudio realizado por el Banco Mundial estimó que el Perú pierde cada año el 3.9% del Producto Bruto Interno, PBI. Esta pérdida incide en la población a través de impactos en la salud, causados, en muchos casos, por una mala calidad del aire en el país. Por lo tanto, el Perú tiene el reto, en esta nueva gestión, de generar políticas públicas con un claro enfoque de inclusión social (MINAM, 2011).

En lo referente al gas natural, si se le compara con el petróleo y el carbón, así como con sus derivados, es el combustible fósil que ofrece las mayores ventajas económicas y ambientales. No cabe duda de que, en la sociedad contemporánea, fuertemente afectada por el deterioro incesante del medio ambiente, la disponibilidad y empleo de este hidrocarburo tiene máxima relevancia (OSINERMING, 2008). Además, el gas natural es más ligero que el aire; por ello, en el hipotético caso de que exista una fuga -bajo las condiciones de ventilación adecuadas-, este se disipa rápidamente. Por eso, es mucho más seguro (OSINERMING, 2008).

Respecto a las tendencias mundiales en responsabilidad social, cabe señalar que las empresas involucradas en la explotación de recursos naturales están conscientes de la necesidad de establecer políticas de responsabilidad social. Alrededor de esta tendencia, las empresas e industrias definen y establecen qué significa para ellas el concepto de responsabilidad social. Según ISO (2012), la familia de estándares ISO 14000 maneja diversos aspectos del manejo ambiental. Provee de herramientas prácticas para las compañías y organizaciones que buscan identificar y controlar su impacto ambiental. Además, provee de procedimientos de mejora constante del impacto ambiental.

El estándar ISO 14001 según ISO (2012) define los criterios para un sistema de manejo ambiental y varias empresas de la cadena de valor de la industria de gas natural peruano se han certificado en este aspecto, tal como señala la empresa TGP en los primeros años de su operación y que certifica su sistema de gestión integrado, según TGP (2012). Igualmente, según ISO (2012), el estándar ISO 26000 establece criterios en materia de responsabilidad social, asistiendo a las organizaciones en sus políticas referidas a materia cultural, ambiental y legal, además de condiciones económicas de desarrollo. Establece y define compromisos a establecerse con los involucrados en la industria, tales como accionistas, trabajadores, clientes, proveedores y terceros involucrados como comunidades cercanas y población en general. Previamente, identifica a todos los involucrados en la industria.

En el Perú, en la industria del gas natural, el ISO 26000 ha tenido especial difusión, según la norma técnica peruana ISO 26000 publicada por MINEM (2011), quien cita al Banco Mundial al definir la Responsabilidad Social como “el compromiso de las empresas para comportarse éticamente y para contribuir al desarrollo económico sustentable trabajando con todos los grupos de interés relevantes para mejorar sus vidas, de maneras que sean buenas para la empresa, la agenda del desarrollo sustentable y la sociedad en general”.

En sí el ISO 26000 se basa en siete principios:

1. Rendición de cuentas
2. Transparencia
3. Comportamiento ético
4. Respeto a los intereses de los involucrados
5. Respeto al principio de legalidad
6. Respeto a la normativa internacional
7. Respeto a los derechos humanos

Empresas como Savia Perú, TGP y Cálidda están estableciendo políticas de responsabilidad social en el Perú. Sus respectivas páginas web señalan que han logrado o están en proceso de obtener la certificación ISO 26000.

3.2. Matriz de Evaluación de Factores Externos (MEFE)

En base al análisis PESTE del acápite anterior, se recolectaron y seleccionaron los factores externos determinantes de éxito de la industria del gas natural peruano. El primer factor de éxito detectado es que la economía peruana ha tenido tasas de crecimiento sostenidas, sin contar la crisis mundial del 2009. En el 2010, la economía peruana creció más de 8%, en el 2011 aproximadamente 7% y se espera en el 2012 un crecimiento superior al 6%. Otro factor de éxito es el elevado precio del petróleo que incentiva la búsqueda de energías alternativas o renovables.

En ese sentido, el combustible sustituto más cercano es el gas natural, lo que propicia el crecimiento del consumo y de la industria de gas natural. Cabe señalar la desconexión entre el precio del gas natural y del precio del petróleo desde hace cinco años. Se concluye que se debe al descubrimiento de nuevas reservas de gas natural.

Se ha detectado también la tendencia internacional al uso de energías amigables con el medio ambiente. Cabe señalar los esfuerzos mundiales por el registro y control de la emisión de gases efecto invernadero como el CO₂, y de componentes y partículas generadas por combustibles parcialmente quemados. El gas natural resulta ser muy apropiado, porque no emite micropartículas al quemarse y luego de su combustión entrega agua y dióxido de carbono. Por esa razón, el gas natural es considerado mundialmente como el hidrocarburo más ecológicamente amigable, más limpio que el petróleo y el carbón.

Debido al sostenido crecimiento del país, se ha detectado, en los últimos años, una creciente demanda en energía eléctrica, en especial debido al desarrollo de industrias manufactureras y al incremento del consumo en las ciudades. Por esa razón, gran parte del

consumo de gas natural, alrededor del 70%, se destina a generación eléctrica. Otra tendencia detectada es el incremento en la demanda de gas natural en la industria.

Una de las industrias más intensivas en el uso de gas natural es la construcción debido a la necesidad de procesos de cocimiento y secado de materiales de construcción. Los ahorros logrados al cambiar calderas y sistemas que utilizaban anteriormente petróleo o energía eléctrica por quemadores de gas natural trajo consigo considerables ahorros y, por consiguiente, mejores márgenes para estas industrias. Igualmente, se ha detectado un incremento en el parque automotor basado en gas natural, en especial debido a incentivos del Estado para propiciar su consumo y conversión.

Se ha detectado fuerte demanda de energía en países limítrofes y en países del otro lado del planeta como Japón, Asia, Europa, México y Estados Unidos. Cabe señalar que Chile, actualmente, importa gas natural licuado y tiene plantas de regasificación que se conecta a su infraestructura y gasoductos. Países del Asia y Europa además demandan de energía; es Rusia su principal proveedor. Cabe señalar que un factor en contra del desarrollo de la industria de gas natural son los altos índices de corrupción percibida en el Perú, que lo ubican en el puesto 80 de 183 países, es relevante para el desarrollo de la industria, debido a que esta depende de las regulaciones y decisiones del Estado para formular sus planes de inversión. Además, debido al descubrimiento de reservas y al desarrollo de tecnologías de extracción de shale gas, se ha detectado una tendencia a la baja en el precio internacional del gas natural, en especial en el precio Henry Hub que es el estándar en Norteamérica.

Por esa razón, el Estado está haciendo esfuerzos para reformular la exportación de gas natural a México debido al bajo precio de este. Naciones como las del continente asiático o incluso Europa resultan, entonces, ser más atractivas para la exportación. Se debe señalar que el Estado peruano está enfrentando conflictos sociales relacionados con la minería y con los proyectos gasíferos y energéticos, por lo que la industria del gas natural busca ser

especialmente sensible a los aspectos sociales, ecológicos y económicos que sus operaciones generan.

Existen, además, expectativas generadas al cambio de gobierno como la reducción de la pobreza rural, la lucha anticorrupción, la seguridad ciudadana y en especial el acceso a energía económica como la del gas natural. Por último, existe incertidumbre en cuanto a la evolución de la economía mundial. Un fuerte impulsor del crecimiento mundial ha sido la economía china.

Sin embargo, aunque sigue creciendo, esta señala una clara tendencia a desacelerar, lo que probablemente genere menores tasas de crecimiento a nivel mundial. Además, Europa no da señales claras de recuperación económica y Estados Unidos aún mantiene elevadas tasas de desempleo. Finalmente, se señalan y se ponderan estos factores en la Tabla 6 de la matriz de evaluación de factores externos.

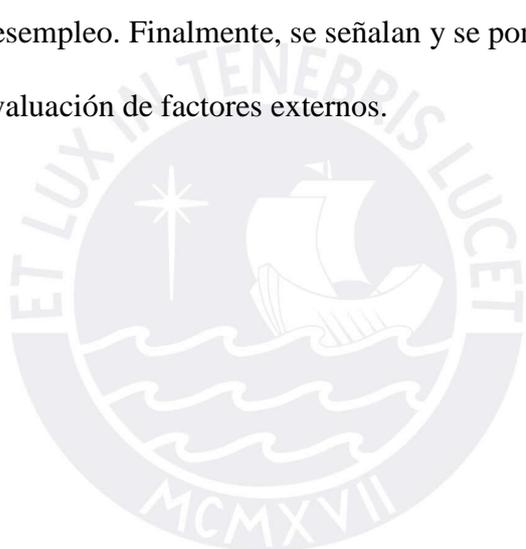


Tabla 6

Matriz EFE

Factores determinantes de éxito	Peso	Valor	Puntaje
Oportunidades			
1. Crecimiento económico sostenido del Perú, atractivo para grandes inversionistas	0.10	4	0.40
2. Elevado precio del petróleo que incentiva la búsqueda de energías alternativas	0.10	4	0.40
3. Tendencia a buscar fuentes de energía amigables con el medio ambiente	0.09	4	0.36
4. Incremento en la demanda de energía eléctrica en el Perú	0.08	4	0.32
5. Incremento de la demanda de gas natural de los usuarios residenciales, industriales y vehiculares	0.07	3	0.21
6. Creciente demanda de energía de países limítrofes como Chile, Argentina y Brasil	0.06	3	0.18
7. Demanda de gas natural de naciones lejanas como Japón, México y Estados Unidos	0.05	3	0.15
	0.55		2.02
Amenazas			
1. Altos índices de corrupción en Perú	0.10	1	0.10
2. Tendencia a la baja del precio de gas natural	0.09	1	0.09
3. Aumento de la oferta de Gas Natural Mundial, debido a nuevas reservas de Shale Gas	0.08	1	0.08
4. Conflictos sociales, ambientales y económicos dentro del Perú	0.07	2	0.14
5. Incertidumbre sobre la evolución de la economía mundial	0.06	2	0.12
6. Expectativas generadas por el gobierno respecto a reducir la pobreza rural, lucha anticorrupción y seguridad ciudadana	0.05	2	0.10
	0.45		0.63
Total	1.00		2.65

3.3. La Industria de Gas Natural en el Perú y sus Competidores

Según Porter (1985), el análisis de la competitividad de la industria debe analizarse según los siguientes elementos: (a) la intensidad de la rivalidad de la industria, (b) la amenaza de nuevos competidores, (c) el poder de negociación de los proveedores, (d) el poder de negociación de los compradores y (e) la amenaza de productos sustitutos. Cabe señalar que el análisis de la competitividad del sector se torna complejo al estar segmentada y regulada la actividad del sector por el gobierno. Debe analizarse por separado los segmentos (a) exploración, (b) producción, (c) transporte y (d) distribución.

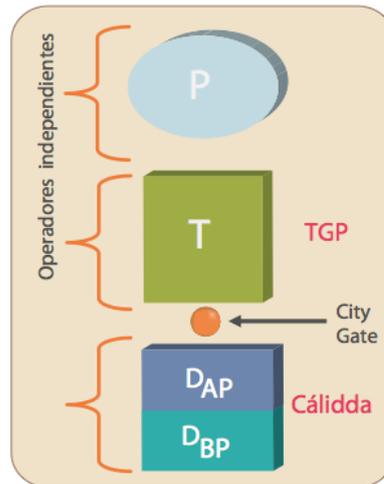


Figura 27. Estructura de la industria de gas natural.

Tomado de “Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

Según CAF (2011), la madurez del mercado de gas natural depende en gran medida de la madurez de sus sistemas de transporte. Por ejemplo, los países con mayor desarrollo y mercados maduros son Argentina, Brasil, Colombia y México. Perú y Venezuela tienen un desarrollo parcial, llegan a producir incluso más de lo que demandan internamente. Luego, Bolivia, y Trinidad y Tobago tienen infraestructura orientada a la exportación y con baja demanda interna. Cuba y Ecuador tienen un bajo desarrollo del mercado y poca tradición de producir gas. Mientras tanto, Chile, Uruguay, Puerto Rico, República Dominicana son importadores netos, con infraestructura orientada al transporte doméstico. Finalmente, según CAF (2011), el Perú tiene una demanda que crece 8% anualmente. El sector industrial, petroquímica y generación son los sectores más dinámicos. Existen múltiples proyectos de ampliación de la capacidad de transporte a partir del ducto principal de TGP planificados en función de consumos “anclas” para el desarrollo de mercados residenciales.

En el lado de la oferta, según CAF (2011), la producción doméstica excede el consumo, por lo que las exportaciones de GNL representan casi el 30% de la demanda para el 2025. Para ello, se proyectan inversiones para cumplir las metas de producción de GNL de US\$4,800 M. Las iniciativas orientadas a conectar el Perú como mercado productor con

mercados consumidores como Argentina y Chile mediante ductos de gas natural seco permitiría a los países productores obtener mayores regalías que mediante la exportación de GNL. Otro ejemplo, que tendrá lugar en Perú, lo constituyen los nuevos gasoductos proyectados en las regiones del sur y del norte del país, que requieren la localización de centrales prácticamente al final de su trayecto. Para esto, las autoridades energéticas están estudiando y poniendo en práctica un proceso de planificación integral que involucra los sectores gas, electricidad y combustibles, sin perder de vista también los objetivos sociales y ambientales derivados de la sustitución de consumos energéticos más contaminantes.

3.3.1. Intensidad de la rivalidad

El Estado entregó en concesión lotes separados para cada empresa exploradora y productora, por lo que existe baja rivalidad entre ellas. Según OSINERMIN (2008), la producción de gas natural está distribuida según se detalla en la Tabla 7.

Tabla 7

Producción de Gas Natural por Empresa

Empresa	Lote	Participación
Graña y Montero Petrolera S.A.	I	0.70%
Sapet Development Perú Inc.	VI	0.60%
Petrobrás Energía Perú S.A.	X	3.10%
Olympic Perú Inc	XIII - B	0.20%
Petro tech Peruana S.A.	Z-2B	10.50%
Aguaytía Energy del Perú S.A.	31 C	10.90%
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	88	74.00%

Nota. Tomado de “Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

Respecto al transporte, la empresa encargada del ducto de gas es Transportadora de Gas del Perú (TGP) y es exclusivamente para el lote 88, producido por Pluspetrol. Las otras empresas venden su gas directamente a generadoras eléctricas. La distribución en Lima y Callao es manejada por Cálidda, quien es el único distribuidor de gas concesionado.



Figura 28. Actores de la industria del gas de Camisea (lote 88). Tomado de “Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

3.3.2. Amenaza de nuevos entrantes a la industria

La industria del gas natural en el Perú está regulado, por lo que el ingreso de nuevos competidores es limitado. Cabe señalar que el tipo de industria y la tecnología requerida exigen al inversionista montos de inversión del orden de los miles de millones de dólares, sobre todo en lo que se refiere a la exploración y producción, por lo que el valor de la inversión también es un limitante de la industria. La inversión de Pluspetrol fue de aproximadamente 1,000 millones de dólares, según OSINERMING (2007).

3.3.3. Poder de negociación de los proveedores

Debido a que son pocas las empresas que participan del sector gas natural, se deduce que los proveedores de insumos y servicios al sector tienen poco margen de negociación. También, se concluye que las empresas que participan de la distribución y producción tienen un espacio para negociar mediano, debido a que los precios de distribución y producción se encuentran regulados en cierta medida. Según OSINERMING (2007), existen consumidores regulados y consumidores de tarifa negociada. Los consumidores regulados son, por ejemplo, los consumidores finales residenciales. En ellos, se aplican reglas complejas que incluyen el costo de la tubería de conexión final o acometida.

3.3.4. Poder de negociación de los compradores

Debido a la naturaleza regulada de la industria, en general, los consumidores de gas natural tienen bajo poder de negociación. El productor vende directamente su gas al transportista y este le vende al distribuidor. Gran parte del gas es vendido a empresas generadoras de energía eléctrica, el resto a empresas industriales y a consumidores residenciales.

Tabla 8

Consumo de Gas Natural

Consumidor	Porcentaje de ventas
Edelgel S.A.A.	36.0%
Enersur S.A.	26.3%
Cálida	17.4%
Cementos Lima S.A.	6.9%
Kallpa	4.0%
Cerámica Lima S.A.	1.7%
Otras empresas	6.6%

Nota. Tomado de “Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

Cálida, como empresa distribuidora en Lima y Callao, vuelve a vender el gas de manera residencial, industrial y como gas natural vehicular a diversas empresas y consumidores finales.

3.3.5. Amenaza de productos sustitutos

Los productos sustitutos del gas natural son el gas licuado de petróleo (GLP), combustibles derivados del petróleo y, en menor medida, la energía hidroeléctrica, eólica y otras fuentes de energía como el carbón, la leña, la energía solar, entre otras. La dificultad de sustitución está en gran medida determinada por el precio del producto. Cabe señalar que el gas natural, al tener un precio intrínseco menor que sus productos sustitutos, mantiene una mediana dificultad en ser sustituido. Sin embargo, en contra del uso del gas natural, está la

dificultad para acceder a él. El necesitar tuberías especiales y acceso a la red determina una inversión inicial elevada o el requisito de financiamiento para el acceso a la red.

3.4. Matriz de Perfil Competitivo

La industria del gas natural está dentro del sector energía, por lo que sus factores clave de éxito son comunes a esta industria.

- Precio
- Capacidad instalada
- Impacto ambiental
- Inversión en infraestructura
- Versatilidad de uso
- Acceso y cobertura del servicio
- Exploración y planificación de reservas
- Confianza y seguridad
- Marco regulatorio estable
- Capacidad para construir
- Acceso a financiamiento
- Promoción del Estado

Uno de los factores críticos del éxito del subsector gas natural y que tiene especial relevancia es el precio. Cabe evaluar el costo de generar energía eléctrica desde diversas fuentes, ya que más del 70% de la producción de gas natural se destina a la generación eléctrica. Según EIA (2011), la generación eléctrica menos costosa es la energía hidroeléctrica, seguida de la generación por gas natural.

Sin embargo, utilizando ciclos combinados avanzados, se pueden lograr costos de generación menores a los hidroeléctricos. Estos cálculos consideran el costo por retorno de inversión y las variaciones en la demanda eléctrica.

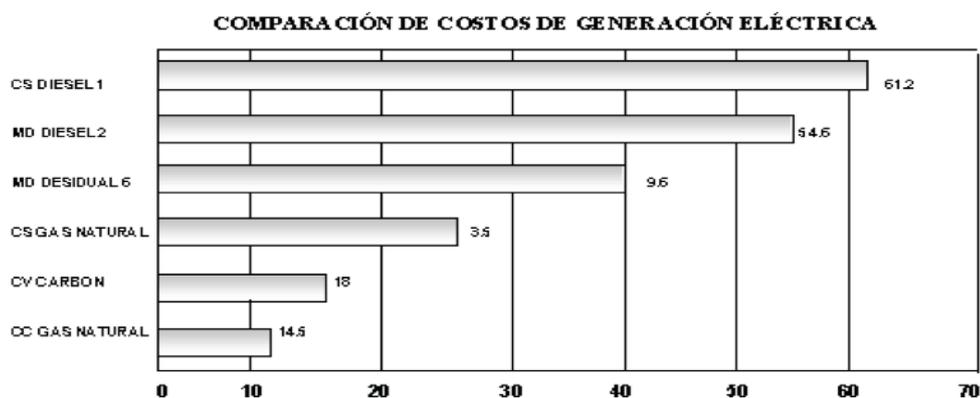


Figura 29. Comparación de costos de generación eléctrica.

Tomado de “Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

Además, según OSINERMIN (2008), la industria del gas natural se diferencia de las otras industrias basadas en hidrocarburos por el simple hecho de que el combustible es gaseoso. Este hecho tiene efectos profundos en las formas por las cuales se estructura la industria y los términos en los cuales se hacen los negocios. La viabilidad del negocio del gas natural es muy sensible al tamaño, al coeficiente de carga y a las distancias.

El concepto de la cadena del gas natural es muy básico. El gas puede ser transportado mediante un sistema de tuberías desde el final del campo hasta la extremidad de la hornilla (cocina o quemador) y mediante barcos metaneros, los que sirven como medio de transporte del gas natural licuado (GNL). Las cadenas del gas natural se pueden convertir en redes complejas y penetrar profundamente en los mercados de la energía, tal como sucede en los Estados Unidos y en Europa.

Sin embargo, estas son instalaciones rígidas incapaces de capturar mercados más allá del alcance de la tubería. Por el contrario, los combustibles líquidos y sólidos se pueden entregar a corto plazo a cualquier destino.

Tabla 9

Costos de la Energía Eléctrica por Tipo de Fuente

Tipo de planta	Rango de costo total ajustados (2009 \$ x MW/hora)		
	Mínimo	Promedio	Máximo
Carbón convencional	85.5	94.8	110.8
Carbón avanzado	100.7	109.4	122.1
Carbón limpio (menores emisiones)	126.3	136.2	154.5
Gas Natural			
Ciclo combinado convencional	60.0	66.1	74.1
Ciclo combinado avanzado	56.9	63.1	70.5
C.C. avanzado con emisiones limpias	80.8	89.3	104.0
Turbina de combustión convencional	99.2	124.5	144.2
Turbina de combustión avanzada	87.1	103.5	118.2
Energía nuclear	109.7	113.5	118.2
Eólica	81.9	97.0	115.0
Eólica en el mar	186.7	243.2	349.4
Solar - Fotovoltaica	158.7	210.7	323.9
Solar - Termal	191.7	311.8	641.6
Geotermal	91.8	101.7	115.7
Biomasa	99.5	112.5	133.4
Hidroenergía	58.5	86.4	121.4

Nota. Tomado de “International Energy Outlook 2011” por la US. Energy Information Administration. Setiembre 2011. Recuperado de [www.eia.gov/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484(2011).pdf)

Debido a esta característica, el gas natural tiene considerablemente más patrones comunes con la electricidad que con el petróleo o el carbón. La preocupación más importante en estas dos “industrias de redes” está en los coeficientes de carga y en las tarifas.

El transporte del gas natural por tuberías, que es la opción más común, es unas cuatro o cinco veces más costosa que el transporte del petróleo por los mismos medios. El petróleo y el carbón tienen otras opciones de transporte con relación a las tuberías, tales como los sencillos cargos a granel, que son convenientes para el transporte internacional por el mar. Además, como combustibles, son fácilmente almacenables cerca de mercados flexibles y pueden buscar los puntos u oportunidades a corto plazo. En resumen, son verdaderas materias o mercancías internacionales.

OSINERMINING (2008) formula que el mercado del gas natural está inexorablemente obligado a las economías de la distancia debido a la relación entre los altos costos de

transporte, los altos costos de almacenaje y la necesidad de los mercados que pueden requerir capacidades de reserva para atender sus eventualidades. En este sentido, la industria del gas natural también es muy similar a la industria de la electricidad. Las consecuencias de los altos costos del transporte son realmente básicas para el comercio del gas natural. El gas natural es un *commodity* local o, en el mejor de los casos, regional, porque no puede escaparse de su radio económico, tal como ocurre en el amplio mundo del petróleo o el carbón.

La importancia de la distancia en el negocio del gas natural está claramente demostrada por la muy elevada porción (77%) de gas que se vende dentro del país en donde se produce. Del 23% restante, más de la mitad es gas “inter-regional”, es decir, cruza las fronteras de los países vecinos. Por ejemplo, Noruega abastece a Alemania y el Canadá a los Estados Unidos de Norte América, por lo cual este hidrocarburo sigue siendo, esencialmente, “gas de distancia corta”.

Menos del 11% de todo el negocio del gas se puede considerar como “gas de larga distancia”, e incluso este gas no viaja por el mundo, como el petróleo. El “gas de larga distancia” viene de grandes proyectos que explotan las economías de escala y los altos coeficientes de carga. En conclusión, sin la liquidez física del petróleo crudo, el gas natural está condenado a infraestructuras rígidas y costosas que limitan el comercio a largas distancias. Estas infraestructuras inducen adicionalmente la “no-liquidez” y la “no-homogeneidad” del mercado del gas.

Por lo tanto, OSINERMING (2008) concluye que no existe un mercado del gas natural mundial. Existen varios mercados nacionales y regionales del energético. Dada la estructura del mercado mundial, el gas natural hace frente a la competencia de las referencias energéticas regionales y no se puede referir a un “marcador internacional del precio”, como sí sucede en el caso del petróleo. En el mundo, existen tres principales mercados regionales del gas natural, a saber: Norte América, Europa y Asia del Este, los mismos que se muestran en

la Figura 30. Se puede resaltar que los tres presentan diferencias significativas en el precio del hidrocarburo.

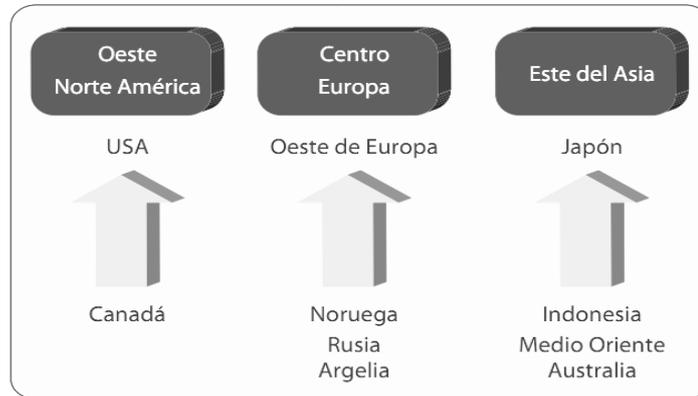


Figura 30. Principales mercados regionales del gas natural.

Tomado de “Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

En la siguiente página se comparan los factores críticos de éxito para la competencia de productos sustitutos: el petróleo, el gas licuado de petróleo y la electricidad.

3.5. Matriz Comparativa Referencial

Para comparar la industria peruana de gas natural con las industrias del mundo se elaboró una matriz de perfil referencial del Perú respecto a otras regiones productoras del mundo. Según EIA (2011), el gas natural es el combustible fósil de mayor crecimiento mundial, creciendo en 1.6% anual desde el 2008. Los países que no están agrupados en la OECD (Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico) son los que tienen hasta tres veces más tasa de crecimiento, debido a que exportan su gas natural hacia los países de la OECD.

Tabla 10

Matriz PC

Factores claves de éxito	Peso	Gas Natural		Petróleo		GLP		Hidroeléctrica		Biomasa	
		Valor	Ponderación	Valor	Ponderación	Valor	Ponderación	Valor	Ponderación	Valor	Ponderación
1. Precio	0.09	4	0.36	1	0.09	3	0.27	3	0.27	3	0.27
2. Capacidad Instalada	0.09	4	0.36	2	0.18	2	0.18	1	0.09	2	0.18
3. Impacto Ambiental	0.09	2	0.18	1	0.09	1	0.09	3	0.27	1	0.09
4. Inversión en Infraestructura	0.09	4	0.36	2	0.18	1	0.09	1	0.09	1	0.09
5. Versatilidad de uso	0.09	2	0.18	3	0.27	2	0.18	4	0.36	2	0.18
6. Acceso y Cobertura del Servicio	0.08	1	0.08	4	0.32	2	0.16	2	0.16	2	0.16
7. Exploración y Planificación de Reservas	0.09	2	0.18	1	0.09	1	0.09	2	0.18	3	0.27
8. Confianza y Seguridad de Uso	0.08	3	0.24	3	0.24	2	0.16	4	0.32	4	0.32
9. Estabilidad del Marco Regulatorio	0.08	3	0.24	2	0.16	3	0.24	3	0.24	3	0.24
10. Capacidad para Construir	0.08	2	0.16	2	0.16	2	0.16	2	0.16	2	0.16
11. Acceso a Financiamiento	0.08	2	0.16	2	0.16	2	0.16	3	0.24	2	0.16
12. Promoción del Estado	0.06	3	0.18	1	0.06	1	0.06	2	0.12	1	0.06
Total	1.00		2.68		2.00		1.84		2.50		2.18

El gas natural sigue siendo elegido, en muchas naciones, en generación eléctrica y en sectores industriales, debido a las bajas emisiones de carbono comparados con el carbón y el petróleo. Además, el 87% de la producción de gas natural se destina a generación eléctrica y a sectores industriales.

EIA (2011) señala que la posición competitiva del gas natural respecto a otras fuentes energéticas seguirá una tendencia fuerte de reservas y fuentes. Cambios significativos en los proveedores y los mercados globales seguirán expandiéndose sobre todo en el gas licuado natural (LNG), y nuevas técnicas de perforación y procesos eficientes harán valiosas nuevas fuentes de gas natural. Regionalmente hablando, el Medio Este (15.3 TCF) y países fuera de la OECD de Asia (11.8 TCF) serán los mayores productores. Irán y Qatar generarán 10.7 TCF o casi un quinto del incremento en la producción de gas natural mundial.

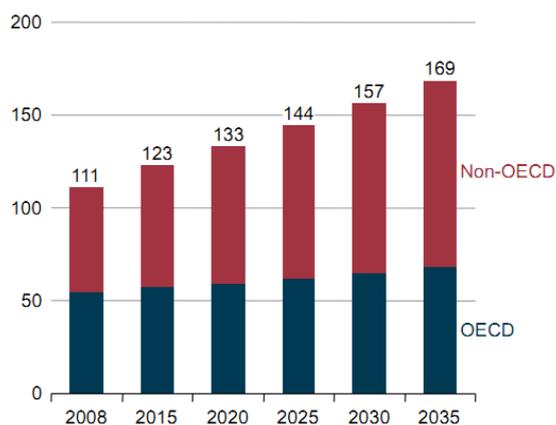


Figura 31. Consumo de gas natural mundial. 2008-2035 (TCF). Tomado de “International Energy Outlook 2011” de la US. Energy Information Administration (EIA). Setiembre 2011. Recuperado de [http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484(2011).pdf)

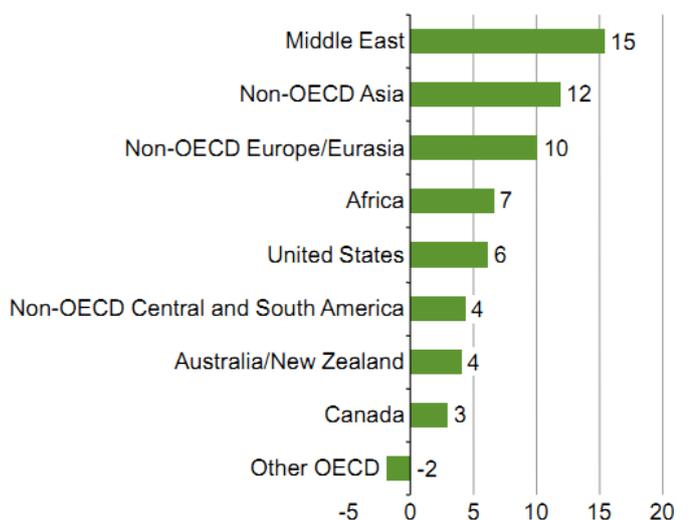


Figura 32. Cambio en el consumo de gas natural 2008 - 2035 (TCF). Tomado de “International Energy Outlook 2011” de la US. Energy Information Administration (EIA). Setiembre 2011. Recuperado de [http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484(2011).pdf)

Según EIA (2011), se proyecta un aumento sustancial en la producción de gas natural, sobre todo de fuentes no convencionales como gas hermético, el gas de esquisto, y el metano en capas de carbón, sobre todo en los Estados Unidos, Canadá y China. Estados Unidos logra este aumento en la producción debido a avances en tecnología de taladrado horizontal y fracturas hidráulicas, lo que favorece la explotación de fuentes de gas hermético o delgado y

duplicando el gas recuperable. Igualmente, se prevé el uso de estas fuentes en Canadá y China, sobre todo para gas de uso doméstico.

El gas natural licuado (LNG) se considera también con fuerte crecimiento, según EIA (2011). La capacidad mundial de licuefacción se duplicará de cerca de 8 TCF en el 2009 a 15 TFC en el 2035. Muchas de estas plantas estarán en el Medio Este y en Australia, donde se espera desarrollar plantas de licuefacción en la siguiente década. Sin embargo, debido a los proyectos intensivos en capital, se esperan contratos de largo plazo y la compra de elevados volúmenes para asegurar retornos aceptables de la inversión.

Respecto a países no agrupados en la OECD, EIA (2011) señala que Rusia es el segundo consumidor mundial de gas natural, después de los Estados Unidos, con un total de 16.8 TCF en el 2008 y representando el 56% del consumo total de Rusia. Sin embargo, su crecimiento proyectado al 2035 está alrededor del 0.1%, reflejando una declinación en la población y el movimiento hacia producción de energía nuclear y la diversificación de la matriz energética, además de exportar su excedente a mercados de Europa y Asia.

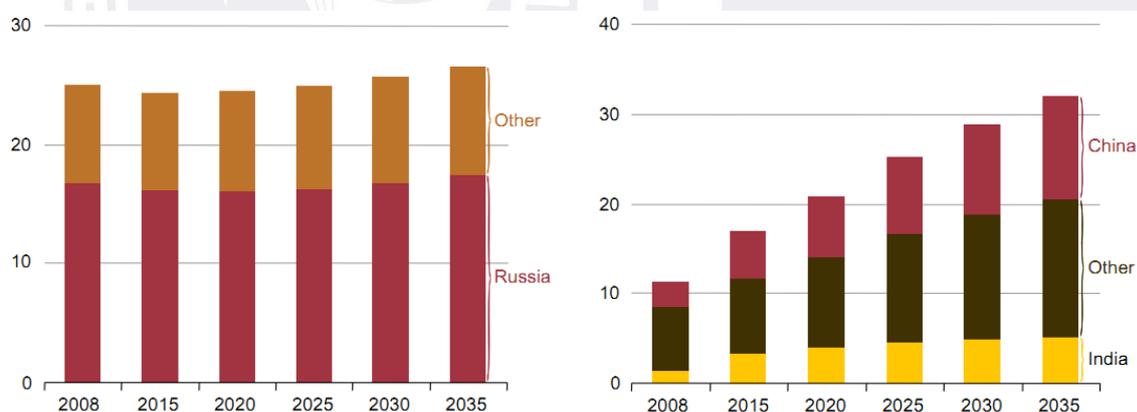


Figura 33. Consumo de gas natural en Europa y Asia. Tomado de “International Energy Outlook 2011” de la US. Energy Information Administration (EIA). Setiembre 2011. Recuperado de [http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484(2011).pdf)

India y China lideran el crecimiento en el consumo de gas natural en países no asociados a la OECD. En estos países, el gas natural solo representa el 11% en India y el 6%

en China, de sus matrices energéticas. Gracias a los incentivos del Estado chino, se espera un crecimiento del 5% anual en el consumo de gas natural hasta el 2020.

El Mediano Oriente también duplicará su consumo, con un crecimiento promedio de 2.7% del 2008 hasta el 2035. La mayoría del consumo se destinaría al sector industrial, sobre todo a la generación de LNG y a líquidos derivados, según EIA (2011). La Planta de Oryx GLT (Gas to Liquids), que comenzó a operar en 2007, espera consumir alrededor de 0.120TCF de gas y producir 30 mil barriles de líquidos por día. La planta Pearl GLT, a máxima producción en 2012, será la planta de GLT más grande del mundo. Consumirá 0.660TCF por año y producirá 140mil barriles de líquidos por día, como diesel, gasolinas y kerosenes.

En África, el incremento de consumo será para plantas de generación eléctrica, según EIA (2011), con un crecimiento de 3.6TCF en el 2008 a 9.1TCF en 2035. Nigeria y Egipto lideran la producción, sin embargo, en estos países, se están implementando políticas para limitar la exportación y aumentar el consumo interno. En Centro y Sur América, el consumo de gas aumentará en 2.5% anuales, de 4.6TCF en 2008 a 8.8 en 2035. La generación eléctrica representaría el 42% del aumento de la demanda de la región. Diversos países hacen esfuerzos para modificar su matriz energética y favorecer la penetración del gas natural para generación eléctrica.

Respecto a la producción de gas natural, EIA (2011) señala que la producción mundial deberá incrementarse en algo de 60TCF, o más del 50%, del 2008 al 2035. Se espera que este aumento se deba a países no asociados a la OECD con el 81% de incremento de la producción mundial, pasando de 69TCF a 2008 hasta 117TCF en 2035. Los países de la OECD crecerían solo 0.9% anuales, de 41TCF a 52TCF en 2035. Cabe señalar que Canadá y Estados Unidos tienen reservas de gas natural no convencional, llamado gas de esquisto, un tipo de depósito en estructuras porosas que requieren procesos de producción más complejos.

Según señala Alto Nivel (2012), el gas de esquisto podría ser el próximo petróleo.

Según la petrolera de origen británico British Petroleum (BP), citada por Alto Nivel (2012), las reservas probadas de gas convencional alcanzan unos 187TCF. Los depósitos más grandes están en Rusia, Irán, Qatar, Arabia Saudita y Turkmenistán, en ese orden.

Sin embargo, el estudio de EIA (2011) que cita Alto Nivel (2012) encontró prácticamente el mismo volumen de *shale gas* recuperable en solo 32 países, lo que duplica la disponibilidad de gas para el consumo. La gran diferencia reside en que los mayores productores del gas de esquisto serían: China, Estados Unidos, Argentina, México, Sudáfrica y Australia, en orden de mayor a menor. En Sudamérica, importantes exportadores de hidrocarburos tradicionales, como Venezuela o Bolivia, poseen muy pocas reservas de gas de esquisto, mientras que Brasil y Chile, países que importan una suma significativa de los hidrocarburos que consumen, poseen grandes depósitos de *shale gas*. También Uruguay y Paraguay podrían pasar de ser importadores a productores de este recurso energético.

Cabe señalar que, según Salvador (2011), quien cita a IEA (2010), el mundo de la energía se enfrenta a una incertidumbre sin precedente. Las causas más cercanas se relacionan por las consecuencias de las dos grandes crisis mundiales, la energética y la financiera. Ambas han influido en los niveles de producción de los países en el mundo y son los países emergentes los que han resultado ser los beneficiados de esta coyuntura; por otro lado, la crisis energética ha marcado y cambiado la forma como se venía gestionando en los niveles geopolíticos la energía en el mundo. En sí, estas proyecciones de consumo indican que el gas natural será el único hidrocarburo que incrementará su participación en la demanda mundial, mientras que los otros combustibles fósiles decrecerán.

Salvador (2011) también señala que el precio del gas natural en el tiempo ha tenido un comportamiento correlacionado con el precio del petróleo. Sin embargo, en los últimos cinco

años, el precio del gas ha bajado, mientras que el petróleo se ha incrementado, sobre todo en el precio de Henry Hub. La explicación tiene que ver con la crisis financiera del 2008.

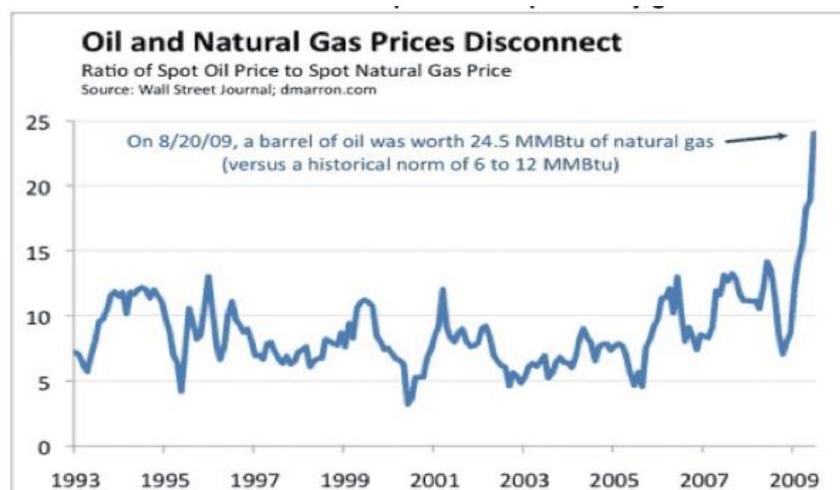


Figura 34. Desconexión entre el precio del gas natural y el precio del petróleo. Tomado de “El gas natural: una visión del entorno internacional” por Salvador Jácome, Julio. La Revista Gas Natural. OSINERMIN, Marzo de 2011. Recuperado de http://larevistadelgasnatural.osinerg.gob.pe/articulos_recientes/files/archivos/44.pdf

Así mismo, Salvador (2011) señala el aumento de la oferta de gas natural sobre todo por las reservas de gas de Esquito (*Shale Gas*) encontradas en Norte América y Latino América.

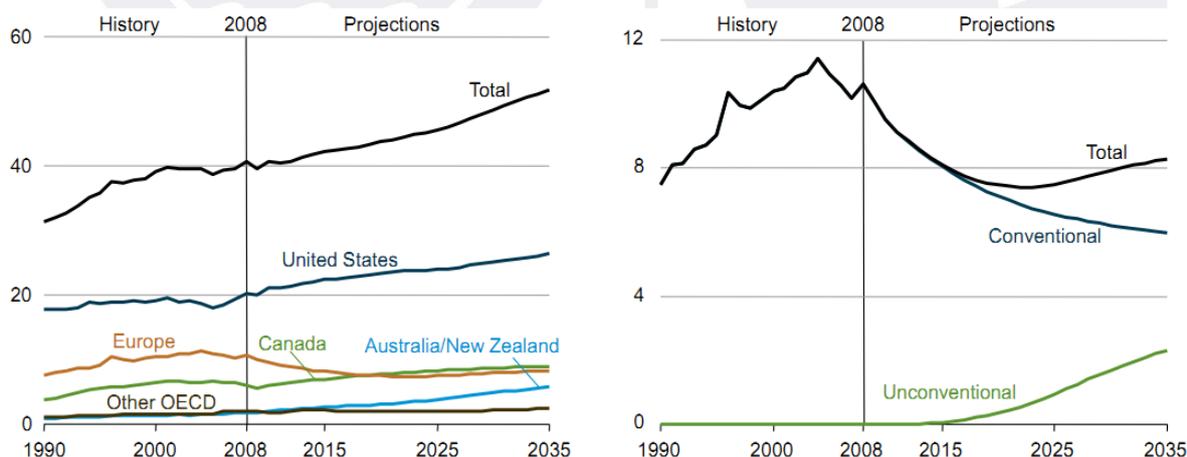


Figura 35. Producción de gas natural en países de la OECD. Tomado de “International Energy Outlook 2011” de la US. Energy Information Administration (EIA). Setiembre 2011. Recuperado de [http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484(2011).pdf)

La oferta necesariamente está cambiando las rutas de comercio de gas natural, así como los precios. Salvador señala la tendencia a la baja del precio Henry Hub en Norteamérica.

Aunque según OSINERMING (2008) los mercados de gas natural suelen ser regionales, la tendencia mundial en el comercio que señala EIA (2011) muestra una expansión continua del comercio internacional, sobre todo entre países que pertenecen a la OECD y que no están asociados a esta organización. EIA (2011) estima un intercambio de 17.4TCF anuales, la mayoría enviados hacia Europa (15.7TCF). El incremento en el comercio mundial de gas natural se debe a la construcción de facilidades de gas licuado natural (LNG) y a la masiva expansión de las capacidades de producción de varios países. Sin embargo, el intercambio de gas natural mediante gasoductos sigue siendo parte integral del comercio de gas natural, sobre todo en Norteamérica, entre Canadá y Estados Unidos, y también en Europa, sobre todo entre Europa del Este y del Oeste. Para finales del 2035, se proyecta un fuerte intercambio entre China, Rusia y Asia Central.

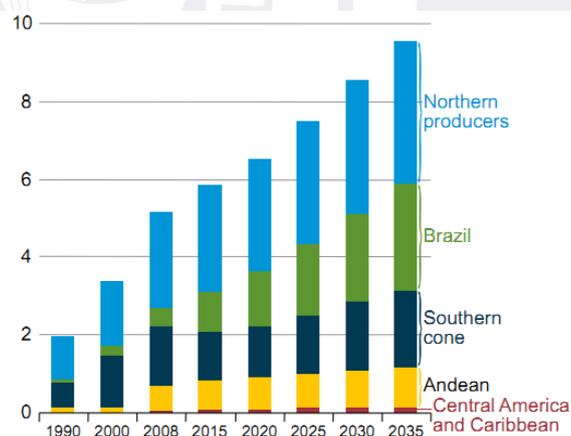


Figura 36. Producción en América Central y Sud América. Tomado de “International Energy Outlook 2011” de la US. Energy Information Administration (EIA). Setiembre 2011. Recuperado de [http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484(2011).pdf)

El 2011, 19 países fueron exportadores de LNG, comparado con los 12 países del 2000. Los países importadores serán 26, comparados con los 12 del año 2000. Brasil, Argentina, Chile, Canadá y Kuwait han comenzado a importar LNG por primera vez.

Cabe señalar que, según EIA (2011), la investigación de fuentes no convencionales de gas natural en Norteamérica, como el *Shale Gas*, ha traído considerables reducciones de precios y la baja de la importación de LNG, por lo que el LNG se ha estado moviendo a mercados de Sudamérica, Europa y Asia.

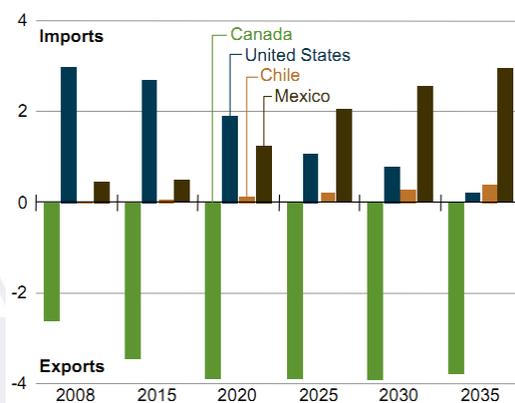


Figura 37. Comercio de gas natural en América TCF.
Tomado de “International Energy Outlook 2011” de la US. Energy Information Administration (EIA). Setiembre 2011. Recuperado de [http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484(2011).pdf)

En Sudamérica, Chile produce modestas cantidades de gas natural (66BCF), comparado con México (1694BCF) en el 2008. Chile se apoya en Argentina como proveedor de gas. En el 2004, Argentina entregó 282 BCF de los 293BCF que consume Chile. Debido a que Argentina mantiene artificialmente bajos los precios del gas, ha sucedido un doble efecto que incentiva la demanda, pero desincentiva la explotación y producción. Como resultado, Argentina ha tenido que limitar el suministro de gas para exportar, a favor de la demanda local. Por ello, Chile ha tenido que asegurarse el suministro de gas construyendo dos centrales de regasificación de LNG, una en Quintero y otra en el norte, en Mejillones. Chile seguirá creciendo como importador de gas natural licuado.

Finalmente, según EIA (2011), casi tres cuartas partes de las reservas mundiales de gas natural están ubicadas en el Medio Este y Eurasia. Rusia, Rián y Qatar, juntas, contienen el 54% de las reservas de gas natural para enero del 2011. A pesar de los elevados niveles de consumo de gas natural, en especial en la pasada década, en la mayoría de las regiones, la relación entre reserva y producción se mantienen elevadas, en alrededor de 60 años de producción. En Medio Oriente, la relación reservas a producción excede los 100 años.

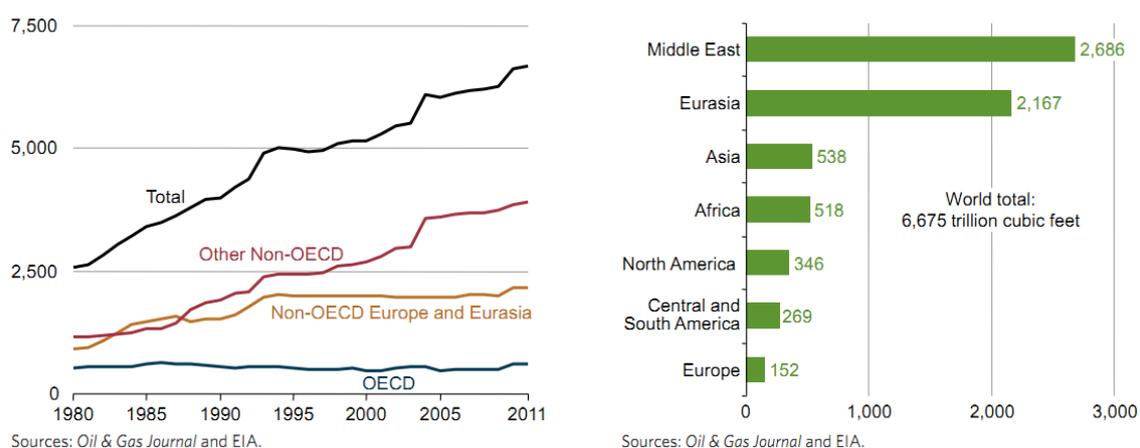


Figura 38. Reservas mundiales de gas natural. Tomado de “International Energy Outlook 2011” de la US. Energy Information Administration (EIA). Setiembre 2011. Recuperado de [http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484(2011).pdf)

Salvador (2011), finalmente, concluye que el balance oferta/demanda del gas natural permite afirmar que existen reservas para el largo plazo y que debido al exceso de oferta el precio se mantiene bajo. El *Shale Gas* es un ejemplo de aplicación de tecnologías que permite garantizar autonomía energética. Sin embargo, existe el reto de garantizar un buen manejo medio ambiental.

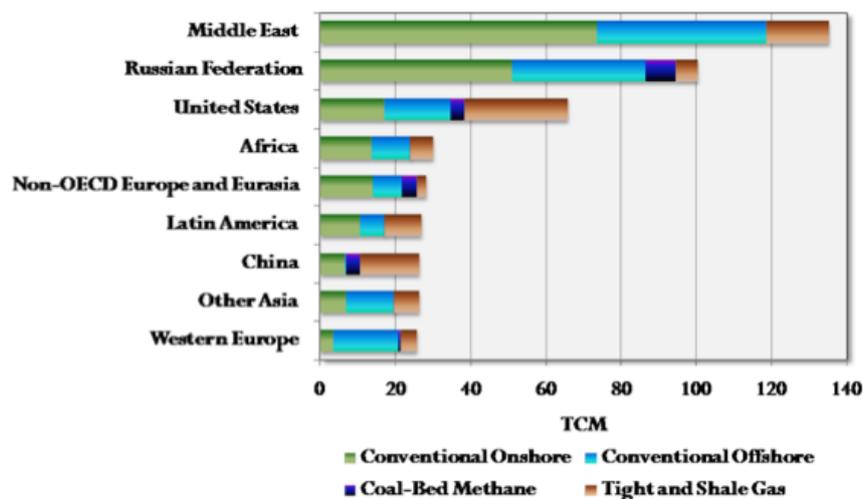


Figura 39. Nuevas reservas.

Tomado de “El gas natural: una visión del entorno internacional” por Salvador Jácome, Julio. La Revista Gas Natural. OSINERMIN, Marzo de 2011. Recuperado de http://larevistadelgasnatural.osinerg.gob.pe/articulos_recientes/files/archivos/44.pdf

A continuación se detalla la matriz comparativa que relaciona las industrias mundiales con respecto a la industria peruana de gas natural.

3.6. Conclusiones

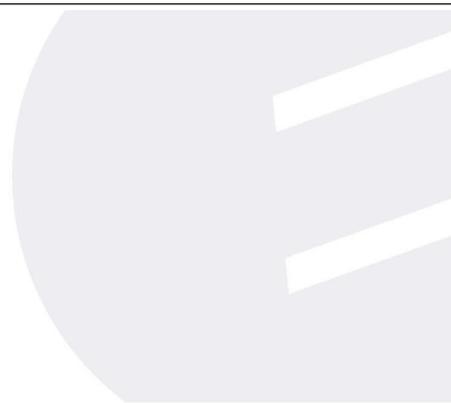
La matriz de evaluación de factores externos del gas natural en el Perú cuenta con 15 factores: 9 oportunidades y 6 amenazas. Los valores 1, 2, 3 y 4 indican la efectividad actual con que la estrategia del Estado peruano responde a cada factor, con la siguiente correspondencia: pobre, promedio, sobre el promedio y superior, respectivamente.

El valor que se obtuvo es 2.48, lo cual muestra una respuesta por debajo del promedio indicando un poco aprovechamiento de las oportunidades y una no adecuada neutralización de las amenazas. Se ve que si bien la imagen Perú y la imagen que tiene el gas natural, como combustible amigable, son buenas, actualmente, no se están tomando las acciones acertadas para aprovechar esta situación.

Tabla 11

Matriz MRC

Factores claves de éxito	Peso	Gas Natural		Medio Oriente		Asia		Norteamérica		Europa	
		Valor	Ponderación	Valor	Ponderación	Valor	Ponderación	Valor	Ponderación	Valor	Ponderación
1. Precio	0.09	4	0.36	4	0.36	2	0.18	4	0.36	1	0.09
2. Capacidad instalada	0.09	4	0.36	3	0.27	2	0.18	4	0.36	3	0.27
3. Impacto ambiental	0.09	2	0.18	2	0.18	2	0.18	3	0.27	2	0.18
4. Inversión en infraestructura	0.09	4	0.36	3	0.27	2	0.18	4	0.36	4	0.36
5. Exploración y planificación de reservas	0.09	2	0.18	3	0.27	3	0.27	4	0.36	2	0.18
6. Versatilidad de uso	0.09	2	0.18	3	0.27	3	0.27	4	0.36	3	0.27
7. Acceso y cobertura del servicio	0.08	1	0.08	3	0.24	2	0.16	3	0.24	3	0.24
8. Confianza y seguridad de uso	0.08	3	0.24	3	0.24	3	0.24	4	0.32	4	0.32
9. Estabilidad del marco regulatorio	0.08	3	0.24	2	0.16	4	0.32	4	0.32	4	0.32
10. Capacidad para construir	0.08	2	0.16	3	0.24	4	0.32	4	0.32	3	0.24
11. Acceso a financiamiento	0.08	2	0.16	4	0.32	3	0.24	4	0.32	4	0.32
12. Promoción del estado	0.06	3	0.18	4	0.24	3	0.18	3	0.18	4	0.24
Total	1.00		2.68		3.06		2.72		3.77		3.03



Capítulo IV: Evaluación Interna

4.1. Análisis Interno AMOFHIT

4.1.1. Administración y gerencia

A partir de 1990, el modelo de desarrollo del Perú tiene como base la libertad económica la inversión privada y la libre competencia que conllevan la disminución del tamaño del aparato del Estado. La misma Perú Petro S.A., creada el 19 de agosto de 1993 mediante la ley Orgánica de Hidrocarburos Nro. 26221, es una sociedad anónima estatal sujeta a Derecho Privado, que en representación del Estado peruano, se encarga de promocionar, negociar, suscribir y supervisar contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Entre los elementos fundamentales están los siguientes:

- Un marco legal estable, introducido en 1993 a través de la Ley Orgánica de Hidrocarburos que no ha sufrido modificaciones, otorga al inversionista la necesaria seguridad jurídica y contractual.
- Estricta observancia de 33 tratados bilaterales de protección de inversiones suscritos por el país.
- Contratos de licencia para la exploración y explotación de hidrocarburos que constituyen “contratos ley”, aprobados por Decreto Ley y protegidos por la propia Constitución de la República, que son modificables únicamente por acuerdo entre las partes suscribientes, Perú Petro S.A. y el contratista.
- Régimen fiscal competitivo con un tope de regalías de hasta 38% y un impuesto sobre utilidades de 30-32%.
- Garantía estatal de estabilidad impositiva y tributaria a lo largo del período de vigencia del contrato de licencia.

- Devolución anticipada del Impuesto General sobre Ventas durante la fase de exploración.
- Libertad para la importación y repatriación de capitales y de utilidades (Cámara Boliviana de Hidrocarburos, enero 2011).

De acuerdo con la literatura revisada (OSINERMIN, MEM), la industria del gas natural carece de un plan estratégico. El mercado de gas natural es un monopolio natural, por lo que OSINERMIN, como organismo regulador, se ocupa de las tarifas y cargos que se generan dentro de la cadena de producción de la industria del gas natural, manteniendo y fomentando los principios del libre mercado, pero, a su vez, teniendo en cuenta el bienestar de los consumidores y el interés público. Por ello, la función reguladora es un conjunto de acciones gubernamentales para controlar los precios, ventas y decisiones de producción de las empresas, como un esfuerzo para prevenir que las empresas privadas tomen decisiones que podrían afectar el bienestar de los consumidores y del interés público. Así la regulación restringe y vigila las actividades privadas (en su mayoría son privadas aunque también lo puede hacer en el ámbito público) con respecto a una regla prescrita en el interés público. (OSINERMIN, 2008).

4.1.2. Marketing y ventas

Actualmente, existe la promoción para el uso del gas natural por ductos, por el cual se ha desarrollado un Plan Quincenal para el periodo 2008-2012 que fue presentada por Cálida el 28 de abril de 2008. Este Plan Quincenal ha sido desarrollado teniendo en cuenta el actual entorno económico, político, regulatorio, así como las actividades relacionadas con los distritos de Lima y Callao. Los criterios con los cuales se ha elaborado el plan se encuentra la demanda de gas natural esperada en todos los sectores, así como la estructura del negocio, es decir, si son usuarios residenciales, comerciales e industriales en las categorías A, B, C, D y E.

Entre los criterios considerados están los siguientes:

- Beneficiar al mayor número de clientes sobre la base del actual marco regulatorio que contempla las nuevas aprobaciones.
- El ingreso a los distritos más populares (más densamente poblados), compuestos principalmente por los niveles socioeconómicos C y D.
- La implementación de un plan de educación que acompañará los esfuerzos comerciales.
- Los distritos donde se ejecutan la mayor cantidad de proyectos de construcción de viviendas nuevas (OSINERG, 2008).

4.1.3. Operaciones productivas

En el Perú, antes de la puesta en marcha del Proyecto Camisea, la industria del gas no presentaba un mayor desarrollo. Previamente a la entrada en explotación de las reservas de Camisea, esta industria se desarrolló básicamente en el territorio nacional en dos zonas: la del yacimiento gasífero de Aguaytía, localizado en la Selva central, y en el conjunto de yacimientos de gas natural localizados en la Costa norte (OSINERMING, 2008).

Yacimiento de Aguaytía. El yacimiento de Aguaytía se encuentra localizado en la provincia de Curimaná, Ucayali, a 75 km al oeste de la ciudad de Pucallpa (lote 31-C) y a 475 km al noreste de la ciudad de Lima. Este yacimiento cuenta con reservas probadas de 0.44 tera pies cúbicos, TPC, de gas natural seco y 20 millones de barriles de líquidos de gas natural, LGN. El operador del campo de Aguaytía es la empresa Aguaytía Energy del Perú S.R.L. Los productos son comercializados en el área de influencia regional del proyecto, la que comprende una parte de Ucayali (Pucallpa), donde se expende principalmente GLP, así como parte de Loreto y zonas aledañas de Huánuco. La cadena de comercialización también alcanza a abastecer gasolinas y GLP a parte de la Sierra central de Junín y Lima (OSINERMING, 2008).

Yacimientos de la Costa norte. Los yacimientos de la Costa norte se encuentran localizados en la cuenca petrolera de Piura y Tumbes. El gas natural se presenta en la mayoría de reservorios en explotación asociado a la producción de petróleo, por lo cual los costos de producción del gas natural resultan relativamente reducidos. Los pozos productores de estos yacimientos se encuentran cerca de áreas de consumo potencial. Por su cercanía, algunas centrales eléctricas, refinerías, plantas de procesamiento y áreas urbanas utilizan su producción. Sin embargo, los volúmenes de consumo se han mantenido, usualmente, debajo de los 40 MMPCD. Así, en el año 2003, ascendieron aproximadamente a 23.2 MMPCD. La escasez de la demanda se debe, en parte, a la falta de promoción del uso del gas natural en las zonas aledañas, tanto a nivel residencial, comercial e industrial y a la falta de inversiones (en la zona solo hay comprometidas inversiones por US\$ 140 millones). El principal comprador del gas natural de estos yacimientos es la Empresa Eléctrica de Piura S.A. (EEPSA), de propiedad del Grupo Endesa de España. En su planta de secado, obtiene gas natural seco para alimentar una central termoeléctrica de ciclo simple (Central Termoeléctrica de Malacas con 101 MW de potencia instalada), y procesar LGN del cual obtiene GLP y gasolinas que son comercializadas en el mercado local (Piura y Tumbes).

Yacimientos de Camisea. El yacimiento gasífero de Camisea está situado en la Selva, al norte de la región Cusco, y comprende los lotes 88 (San Martín y Cashiriari) y lote 56 (Mipaya y Pagoreni). Dada la ubicación del yacimiento, alejado de los centros de consumo, y la envergadura del emprendimiento y de otros factores propios de la industria del gas natural, el Proyecto Camisea tuvo que superar múltiples desafíos, en especial los derivados de la ausencia de un mercado desarrollado de gas natural. El Proyecto Camisea comprende tres conjuntos de actividades perfectamente definidas en el marco normativo del sector: primero, las actividades de campo donde destacan la extracción del gas natural y la separación del hidrocarburo de los líquidos; segundo, las actividades de transporte del gas natural a través de

dos sistemas de ductos; y tercero, las actividades de distribución de gas natural en Lima y Callao, que comprende la instalación y operación de una red de ductos de alta y baja presión que hace posible poner el hidrocarburo en la puerta de los domicilios de los consumidores (OSINERMIN, 2008).

Etapas de producción. Esta fase involucra las etapas de extracción y explotación y no es considerada un monopolio natural, dado que la estructura de la industria presenta costos marginales crecientes y costos fijos no tan altos en comparación al tamaño del mercado que abastece. Se dice que existen costos marginales crecientes, dado que primero son explotados los yacimientos de gas más accesibles y conforme estos se agotan, se explotan los menos accesibles, representando ello un incremento en los costos. Por otro lado, los costos fijos no son tan altos, dado que el tamaño de la infraestructura que se requiere para la extracción no es tan alto (OSINERMIN, 2006). De acuerdo con Andina, enero 2011, indica que la producción acumulada de gas natural correspondiente al período enero marzo del 2011 fue de 85 millones 712,078.43 pies cúbicos, 154.54% mayor que la producción acumulada del mes de marzo del año 2010. Este incremento se debió principalmente a los mayores requerimientos del sector eléctrico y por la entrega de gas a la planta de gas natural licuado (GNL), operada por la empresa Perú LNG. La producción promedio de gas natural en el mes de marzo fue de 779,592.92 pies cúbicos diarios, menor en 27.05% respecto a febrero del 2011. Esta disminución se debió a los trabajos de mantenimiento efectuados en la planta de GNL de Pampa Melchorita (Andina, 2011). Entre los proyectos de producción y procesamiento están los siguientes:

- Ampliación del programa de perforación de desarrollo en el lote 56
- Prospección sísmica 2D-3D, perforación de 23 pozos exploratorios y desarrollo del área sur del campo Kinteroni, en el lote 57
- Segunda ampliación de la Planta de Separación Malvinas

- Segunda ampliación Planta de Fraccionamiento de LGN-Pisco (OSINERMINING, 2011).

Planta Melchorita. La planta de licuefacción de gas natural de Pampa Melchorita es la primera en América del Sur y tiene capacidad de procesar 620 millones de pies cúbicos diarios de gas con la meta de exportar 4.2 trillones de pies cúbicos (medida americana, usada en el sector) en los próximos 18 años. El complejo gasífero levantado en cuatro años por el consorcio Perú LNG comprende la planta, un terminal marítimo y un gasoducto de 408 kilómetros que cruza los Andes y llega hasta la costa del océano Pacífico, en una zona desértica entre las regiones de Lima e Ica. Las empresas comprometidas en la obra son la estadounidense Hunt Oil (con 50% de participación), la española Repsol (20%), la surcoreana SK Energy (20%) y la japonesa Marubeni (10%). Repsol estará a cargo de la comercialización de toda la producción de la planta y su exportación a México, específicamente hacia el puerto de Manzanillo, por un valor de 15.000 millones de dólares, precisó la empresa.

La planta de licuefacción de gas natural se levantó en un terreno desértico de 521 hectáreas de extensión. El gas natural llega a la planta desde el lote 56 del yacimiento de Camisea, en la región andina de Cuzco, e ingresa al nuevo gasoducto de 408 kilómetros de largo construido por el consorcio a la altura de la zona de Chiquintirca, en la región de Ayacucho, rumbo a Pampa Melchorita. Una vez en la Costa, el complejo energético tiene una unidad de recepción del gas de alimentación que tiene la capacidad de separar y almacenar cualquier líquido que permanezca en la tubería de suministro. Una vez convertido en líquido, el gas natural será embarcado en buques metaneros que atracarán en el muelle de carga, construido igualmente por el consorcio Perú LNG (Rpp, 2010).

Etapas de explotación y extracción. El objetivo central de la explotación es maximizar la extracción de líquidos a partir del gas obtenido, así como la extracción del gas

seco suficiente para satisfacer la demanda interna. Esta etapa involucra el diseño y construcción de la infraestructura de explotación y producción. El gas extraído corresponde a los yacimientos de San Martín y Cashiriari. Esta etapa está a cargo de la empresa Pluspetrol S.A. Los yacimientos San Martín y Cashiriari, denominados también como Lote 88, Camisea, representan una de las más importantes reservas de gas natural no asociado en América Latina. El gas natural, por lo general, representa una mezcla de hidrocarburos, el principal componente es el metano. La *Energy Information Administration* (EIA) mide el gas natural húmedo en sus dos fuentes de producción, es decir, como gas natural asociado o húmedo (gas disuelto con otras mezclas de hidrocarburos) y gas natural no asociado o seco, el cual se produce del gas natural húmedo. Cabe mencionar que la etapa de explotación no solo implica las inversiones vinculadas a la extracción de los hidrocarburos, sino también las requeridas para transformar los hidrocarburos en productos comerciales y la infraestructura para la exportación (terminal marítimo).

Las plantas asociadas a esta etapa son dos:

- Planta de Separación Primaria (Las Malvinas)
- Planta de Separación Secundaria: Planta Criogénica

Planta de Separación Primaria (Las Malvinas). El gas extraído pasa por una red de captación de un total de 80 km de extensión hasta llegar a la Planta de Separación Las Malvinas (en donde se separan los líquidos asociados al gas natural) efectuándose la separación primaria que divide los condensados y el agua del gas natural.

Planta Criogénica: Planta de Separación Secundaria. Luego, en una planta criogénica, se separan los hidrocarburos líquidos restantes en el gas. Una vez finalizado este proceso, el gas va a una planta compresora a partir de la cual se inyecta el gas a los ductos principales y se reinyecta el excedente a los reservorios productivos. Debe destacarse que la reinyección del gas es un requerimiento de preservación ambiental, además de servir para

mantener la presión del reservorio y así maximizar la extracción de líquidos(OSINERGMIN, 2006).

Etapas de transporte. Esta etapa consiste en trasladar el gas desde el pozo hasta una red de transmisión de alta presión. Este proceso tiene características de monopolio natural por las siguientes razones:

- Existen barreras de entrada debido a la existencia de costos hundidos de los transportadores por las grandes inversiones que se requieren para la instalación de los gasoductos.
- Existen economías de escala, debido a que la tecnología disponible hace que sea ineficiente la competencia entre transportadores que prestan su servicio en la misma área.
- La existencia de un único gasoducto al que inyectan varios productores hace que se reduzca el riesgo de un corte en la transmisión por la caída de uno o más productores.

Estas características se dan tanto en el gasoducto principal como en los regionales, en estos últimos es más fácil reducir los impactos monopólicos del mercado, a través del establecimiento de *bypasses* físicos o comerciales. Los primeros están referidos a la posibilidad de que los usuarios construyan sus propias conexiones al gasoducto principal, asumiendo costos y tarifas de transporte. Los *bypasses* comerciales se relacionan con el acuerdo sobre precios entre productores y consumidores, y, luego, el abono de la tarifa de transporte vigente y de distribución. En la etapa de transporte, el único costo variable es el de estaciones compresoras que compensan la presión que pierde el gas al ser transportado o para incrementar el flujo del mismo.

En lo que concierne al Proyecto Camisea, la etapa de transporte comprende la operación de dos ductos paralelos por parte de la empresa Transportadora de Gas del Perú

S.A. (TGP). El Ducto de Líquidos, que llega hasta la planta de fraccionamiento, ubicada en la playa Lobería en Pisco de 540 km. El Ducto de Gas Natural Seco, de 700 km, que continúa bordeando la franja costera hasta llegar al *City Gate* ubicado en Lurín. Este ducto se subdivide en dos componentes: el primero desde Camisea hasta Pampa Río Seco (punto de derivación), y el segundo desde Pampa Río seco hasta el *City Gate* (OSINERMIN, 2006). Ambos ductos atraviesan los departamentos del Cusco, Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima. Los líquidos se reciben en una planta de fraccionamiento, la cual está ubicada en la playa Lobería, en Pisco. En estas instalaciones, se obtienen productos comerciales, tales como, gasolina (50%), GLP (40%), diesel y kerosene (10%).

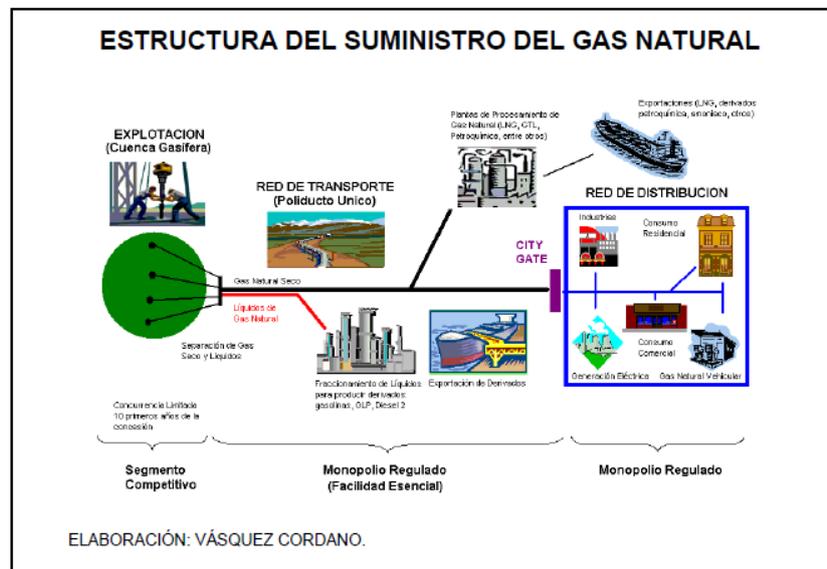


Figura 40. Estructura del suministro de gas natural.

Tomado de “Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

Los proyectos para la etapa de transporte están:

- Sistema de transporte de gas natural por ductos de Camisea al sur del país (Gasoducto Andino del Sur) y sistema de transporte de líquidos de gas natural
- Primera etapa de la tercera Ampliación de los sistemas de transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea – Proyecto Loop Sur (OSINERMIN, 2011)

En la Figura 40 se observa la estructura del suministro del gas natural está conformado por tres conjuntos de actividades como son: la etapa de producción que involucra la extracción y explotación, seguido de la etapa de transporte del gas natural a través de dos sistemas de ductos; y, por último, las actividades de distribución de gas natural en Lima y Callao (OSINERMIN, 2008).

La ampliación del gasoducto ayudará a abastecer la creciente demanda interna de gas natural, que ha aumentado fuertemente en los últimos años ante el mayor uso del combustible en la industria local, las empresas eléctricas y los vehículos de transporte público y particular, según expertos (Gestión, febrero 2010).

Etapa de distribución. Esta etapa también constituye un monopolio natural. Sin embargo, la distribución final puede crear un mercado mayorista y uno minorista. En el primero, se pueden crear conductas que impiden el acceso a terceros. En el mercado de gas, los consumidores son tomadores de precio, mientras que del lado de la oferta hay presencia de monopolios naturales y prácticas anticompetitivas. Estas diferencias estructurales entre oferta y demanda suelen ser corregidas a través de la regulación o de la implementación de políticas antitrust. En los casos del transporte y distribución, es claro que el Estado debe intervenir para garantizar la eficiencia asignativa e impedir que se ejerza el poder de mercado asociado a la posición dominante en el mismo, lo que favorece la continuidad y calidad en la prestación de los servicios.

En lo referido al Proyecto Camisea, la etapa de distribución del gas natural correspondiente a la concesión otorgada para Lima y Callao, el operador recibe el gas en el City Gate de Lurín para luego distribuirlo a través de una red de ductos troncales de alta presión que atraviesa la ciudad de Lima y llega hasta una estación terminal en Ventanilla. Esta red sirve para entregar gas a empresas del sector industrial y a las centrales térmicas que lo requieran. Posteriormente, la concesionaria debe desarrollar redes adicionales de media y

baja presión, a medida que aumente la demanda por parte de los industriales y de los consumidores residenciales. Esta etapa está a cargo de la empresa gas natural de Lima y Callao (GNLC o CÁLIDDA) (OSINERMIN, 2008).

Además, existen las obras de ampliación de la red principal del sistema de distribución de gas natural de Lima y Callao que se ejecutan de acuerdo con el cronograma establecido, por lo que estarán culminadas en diciembre del 2012. Según una entrevista realizada por Semana Económica (2011), el gerente general de Cálidda, Mario Trujillo, precisó que la ampliación que demandará una inversión de US\$ 72 millones permitirá elevar la capacidad de la red de 255 millones de pies cúbicos de gas natural a 420 millones. Cabe señalar que, según Semana Económica (2012), el nuevo gerente de Cálidda, Adolfo Heeren, comentó que hasta el 2010 el número de conexiones residenciales fue de 35,000 y en el 2011 se conectaron otros 30,000 clientes. Se espera superar las 110,000 conexiones acumuladas para este 2012, y llegar a 400,000 en el 2016. Adicionalmente, Osinermin (2012) indica que con el nuevo esquema tarifario, se está logrando metas de hasta 30,000 conexiones anuales. Y según información de la empresa concesionaria, Calidda Gas Natural del Perú, en la actualidad 70,000 hogares de 11 distritos de la capital cuentan con el servicio de conexión de Gas Natural de Camisea en sus casas (La República, 2012).

En comparación con Colombia, según El Nuevo Siglo (2012), en Colombia ya existen más de 670 mil conexiones de gas natural residencial. Sin embargo, Adolfo Heeren en Semana Económica (2012) señala que Colombia ha desarrollado su mercado de gas natural desde los años sesenta. Esto revela que el Perú tiene una baja penetración de conexiones residenciales comparadas con Latinoamérica.

En la misma entrevista de Semana Económica (2012), Adolfo Heeren señala que para el cliente el ahorro en energía puede llegar a ser de un 70%. Además, los NSE C, D y E cuentan con un subsidio cruzado y financiamiento hasta en ocho años para las conexiones,

por lo que, para este caso, incluyendo el costo de la conexión, el equivalente de GN es de S/.27, comparados con los S/.35 de un balón de GLP. Así mismo, dijo que, en la medida que se concrete el plan de masificación de gas natural que presentará Cálidda al próximo gobierno, se tendrán que realizar nuevas ampliaciones de la red principal. Los proyectos para la distribución son los siguientes:

- Sistema de distribución de gas natural en Lima y Callao
- Sistema de distribución de gas natural por redes en el departamento de Ica
- Desarrollo de la industria petroquímica en el Perú

El presidente Alan García promulgó la Ley 29690 (Ley que Promueve el Desarrollo de la Industria Petroquímica Basada en el Etano y el Nodo Energético en el Sur del Perú) que promueve el desarrollo de la industria petroquímica basada en el etano contenido en el gas natural, y el nodo energético del sur del Perú, así como el desarrollo descentralizado de los correspondientes sistemas de transportes de hidrocarburos por ductos, con lo que queda habilitada la posibilidad inmediata de iniciar la construcción e ingeniería del gasoducto del sur del país y la instalación de plantas petroquímicas en dicha zona de la nación. La norma señala que la industria petroquímica del etano abarca los procesos de separación del etano del gas natural, y de transformación necesarias para producir etileno y sus productos derivados, y que sean insumos para la elaboración de productos finales, atendiendo prioritariamente el mercado interno (Desarrollo Peruano, 2011): (a) Proyecto Nitratos del Perú y (b) Complejo Petroquímico en San Juan de Marcona.

Reservas. Las reservas de gas en el Perú representan el 3% de las de América Central y del Sur, las cuales a su vez representan el 4% de las reservas de gas natural del mundo. Camisea representa prácticamente la totalidad de las reservas peruanas probadas (OSINERGMIN, 2006).

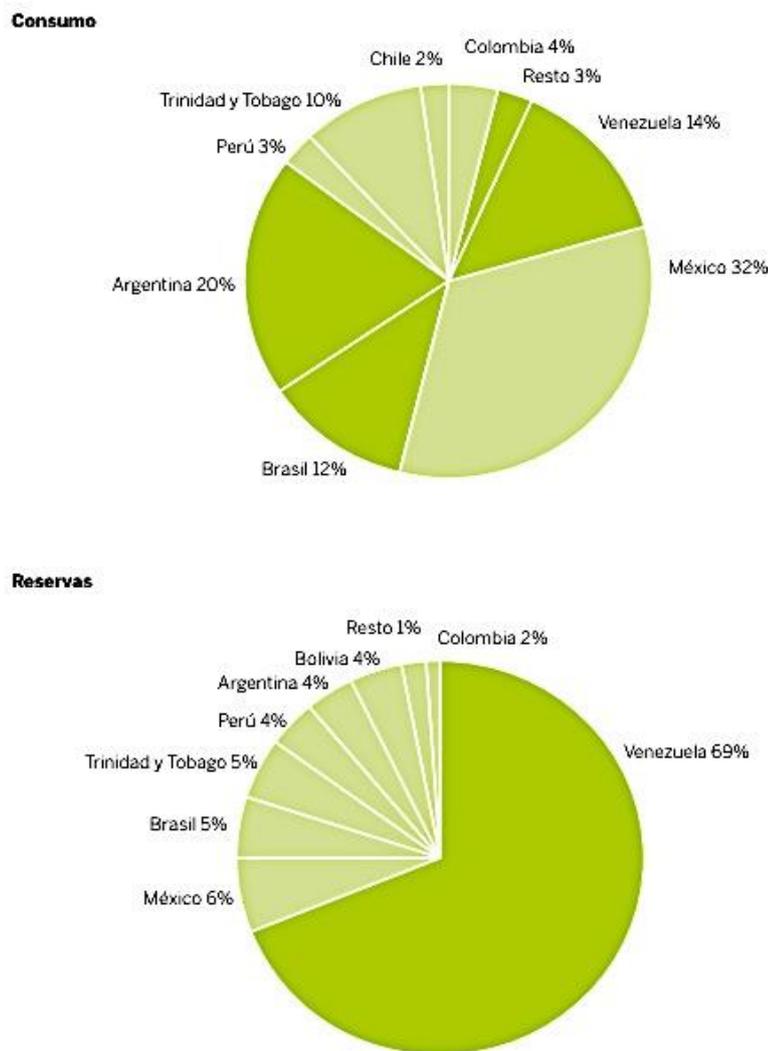


Figura 41. Distribución de las reservas y consumo de gas natural en Latinoamérica. Tomado de “La Infraestructura en el desarrollo integral de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuesta para una agenda prioritaria” por la Corporación Andina de Fomento. Bogotá. Colombia. Octubre 2011

De acuerdo con lo publicado por la Dirección General de Hidrocarburos, del Ministerio de Energía y Minas en el Perú, las reservas probadas totales de gas natural al 31 de diciembre del 2010 ascienden a 12,462 TPC cifras que comparadas con las correspondientes al 31 de diciembre del 2009 (12,002 TPC), y tomando en cuenta la producción de gas ocurrida durante el año 2010, representa un incremento de 715.6 TPC (5.9%), básicamente por la reclasificación de reservas del Lote 57, al haber efectuado Declaración de Descubrimiento Comercial y estar procediendo al desarrollo del campo.

4.1.5. Finanzas y contabilidad

El subsector del gas natural se financia con deuda a largo plazo en un 57.9%. El 42.1% restante se financia con aportes de los accionistas, como es el caso de la inversión del proyecto de exportación Pampa Melchorita, de Perú LNG. Esta inversión asciende a US\$ 3,800 millones, según el consorcio. De ese monto, el monto aportado por lo accionistas asciende a US\$ 1,571 millones según APOYO y Asociados (2009) (Andina, 2008). El crédito aprobado por el BID se destinó a la construcción de la planta de licuefacción de Pampa Melchorita que se encuentra ubicada entre las regiones de Ica y Lima, y además tendrá un periodo de amortización de 14 años que se contarán a partir de la fecha de culminación de la construcción de la planta según (MEF, 2008).

La planta de licuefacción de gas natural de Pampa Melchorita es la primera en América del Sur y tiene capacidad de procesar 620 millones de pies cúbicos diarios de gas con la meta de exportar 4.2 trillones de pies cúbicos (medida americana, usada en el sector) en los próximos 18 años. El complejo gasífero levantado en cuatro años por el consorcio Perú LNG comprende la planta, un terminal marítimo y un gasoducto de 408 kilómetros que cruza los Andes y llega hasta la costa del océano Pacífico, en una zona desértica entre las regiones de Lima e Ica, según RRP Noticias (2010). Según Perú LNG (2009), empresa que desarrolla el proyecto de exportación de gas de Camisea, concretó el Primer Programa de Bonos Corporativos Perú LNG serie A, hasta por US\$ 200 millones. APOYO y Asociados dio a esta emisión la clasificación AAA (pe).

De acuerdo con la empresa, se subastó cuatro emisiones. La primera emisión hasta por US\$ 8 millones, que puede ser ampliada hasta US\$ 10 millones. El vencimiento de esta emisión es el 15 de mayo del 2012. La segunda emisión es hasta por US\$ 32 millones, ampliable hasta US\$ 40 millones, con fecha de vencimiento 15 de noviembre del 2014. La tercera emisión es hasta por US\$ 100 millones, que puede ser ampliada hasta US\$ 160

millones, con fecha de vencimiento 15 de noviembre del 2024. La cuarta emisión, hasta por US\$ 60 millones, ampliable hasta US\$ 160 millones, vencerá el 15 de noviembre del 2024 según Biznews (2009).

Los ingresos por regalías del gas natural es de acuerdo a la Ley 28077 que tienen la siguiente estructura: (a) el 20% de los ingresos por regalías es destinado a las universidades públicas y a la inversión exclusivamente en investigación científica y tecnológica que potencien el desarrollo regional; y (b) el 80% para obras de infraestructura pública, según Mejorando la Inversión Municipal (MIM, 2003).

El Consorcio Camisea anunció que las regalías pagadas al Estado por la actividad gasífera en el año 2011 alcanzaron los 1,244.70 millones de dólares. Dichos recursos son distribuidos de acuerdo a la Ley de Canon vigente, correspondiéndole al Gobierno Regional de Cusco y gobiernos municipales el 50% de este monto, es decir, aproximadamente 622 millones de dólares. Desde el inicio del proyecto en el año 2004, el Consorcio Camisea ha entregado al Perú un acumulado de 3,728.4 millones de dólares en regalías. Solo el gobierno regional del Cusco recibe más de 4.6 millones de nuevos soles diarios por concepto de regalías según (MEF, 2012). Los precios y las tarifas del gas natural se fijan o regulan de acuerdo con lo establecido en el marco normativo y regulatorio de la industria peruana del gas natural, conformado por un conjunto de leyes y resoluciones de cumplimiento obligatorio por parte de todos los agentes que invierten en el desarrollo y desenvolvimiento de esta industria, donde los precios del gas natural para grandes consumidores como son las generadoras eléctricas no incluyen el IGV, según señala OSINERMIN (2009).

Tabla 12

Componentes del Precio del Gas Natural en Lima y Callao

		(No incluye IGV)				
Componentes		Categorías				
		A	B	C	D-Otros	D-GNV
Compra de Gas Natural	US\$/MBTU	0,87	2,33	2,33	2,33	0,80
Transporte y Distribución en AP	US\$/MBTU	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
Distribución en BP	US\$/MBTU	7,41	1,84	0,93	0,67	0,77
Consumo Mínimo	MBTU/mes	0,00	11,00	661,00	4719,00	4719,00
Consumo Esperado	MBTU/mes	0,80	42,00	4719,00	11326,00	9438,00
Consumo Variable	US\$/MBTU	6,26	1,55	0,74	0,53	0,61
Cargo Facturación	US\$/Cliente	0,91	12,00	884,17	1526,84	1458,83
Total	US\$/MBTU	9,50	5,38	4,48	4,22	2,79
					Margen de la Estación de GNV	6,81
					Precio de Venta del GNV	9,60

Nota. Tomado de “Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008” por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

La consecuencia de la crisis financiera mundial contrajo las economías y con mayor impacto en las desarrolladas, lo cual, a su vez, contrajo la demanda del gas de hidrocarburos y del gas natural, lo que generó un exceso en la oferta a nivel mundial, lo cual en teoría puede explicar por qué se haya mantenido bajo el precio del gas natural, pero, finalmente, lo que determinó la tendencia a la baja fue la aparición en los Estados Unidos de Norteamérica de la explotación del gas natural a partir de fuentes no convencionales provenientes de arcillas compactadas (*Shale gas*). Esta es una de las principales razones por las que un actor importante en la demanda del gas natural en el mundo, como Estados Unidos, pasó a tener en el mercado interno una mayor disponibilidad de gas y dejó de comprar del extranjero. Según informó el Ing. Julio Salvador Jácome gerente de Fiscalización de Hidrocarburos, citado por OSINERMIN (2011). Así mismo, se puede observar que los precios bajos de exportación, comparados con los precios de venta en el mercado interno.

Tabla 13

Precio Henry Hub del Gas Natural

Henry Hub Natural Gas Prices, \$US/mmBtu								
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	5-Year Max	5-Year Min
Jan.	\$6.55	\$7.98	\$5.23	\$5.81	\$4.49	\$2.67	\$7.98	\$4.49
Feb.	\$7.98	\$8.55	\$4.52	\$5.33	\$4.09	\$2.51	\$8.55	\$4.09
Mar.	\$7.10	\$9.44	\$3.94	\$4.29	\$3.97	\$2.16	\$9.44	\$3.94
Apr.	\$7.59	\$10.13	\$3.50	\$4.03	\$4.24	\$1.95	\$10.13	\$3.50
May	\$7.63	\$11.26	\$3.83	\$4.15	\$4.30	\$2.43	\$11.26	\$3.83
June	\$7.36	\$12.69	\$3.81	\$4.81	\$4.53	\$2.46	\$12.69	\$3.81
July	\$6.21	\$11.06	\$3.39	\$4.62	\$4.42	\$2.96	\$11.06	\$3.39
Aug.	\$6.23	\$8.25	\$3.15	\$4.31	\$4.05	\$2.84	\$8.25	\$3.15
Sept.	\$6.08	\$7.67	\$3.01	\$3.90	\$3.89	\$2.85	\$7.67	\$3.01
Oct.	\$6.80	\$6.73	\$4.02	\$3.43	\$3.57		\$6.80	\$3.43
Nov.	\$7.14	\$6.69	\$3.70	\$3.73	\$3.24		\$7.14	\$3.24
Dec	\$7.14	\$5.81	\$5.33	\$4.24	\$3.16		\$7.14	\$3.16
Average	\$6.98	\$8.86	\$3.95	\$4.39	\$4.00		\$9.01	\$3.59

Nota. Tomado de “Natural Gas Price – Henry Hub” por Canadian Gas Association (2012). Recuperado de <http://www.cga.ca/wp-content/uploads/2011/02/Chart-3-Natural-Gas-Price8.pdf>

El precio del Gas Natural (Henry Hub5), durante los últimos años, ha presentado una tendencia bastante volátil, lo cual, implica un importante nivel de riesgo. Es así que en los años 2005, 2006 y 2007, el precio promedio se ubicó en US\$ 8.92/MMBTU, US\$ 6.95/MMBTU y US\$ 7.19/MMBTU. Sin embargo, debido al crecimiento en la demanda mundial por recursos energéticos alternativos al petróleo, el precio del Gas Natural empezó a mostrar una tendencia creciente, ubicándose a mediados del 2008 en US\$ 13.07/MMBTU.

Hacia esa fecha, producto de la crisis financiera mundial, el precio Henry Hub se desplomó, cerrando el año 2008 en un promedio de US\$ 9.13/MMBTU. Esto se debió principalmente a la contracción de la demanda mundial (sobre todo la del sector industrial). Durante el año 2009, el precio del gas natural continuó con su tendencia decreciente, llegando a ubicarse en US\$ 3.06/MMBTU a septiembre de 2009 (para todo el 2009 el precio promedio Henry Hub fue de US\$ 4.06/MMBTU). Esta caída en el precio se debió al exceso de oferta de gas natural en el mercado, debido a la caída de la demanda, antes mencionada. Durante el año

2010, el precio del gas natural ha mostrado una tendencia estable, llegando a ubicarse en promedio en US\$ 4.39/MMBTU (Pacific Credit Rating, 2011).

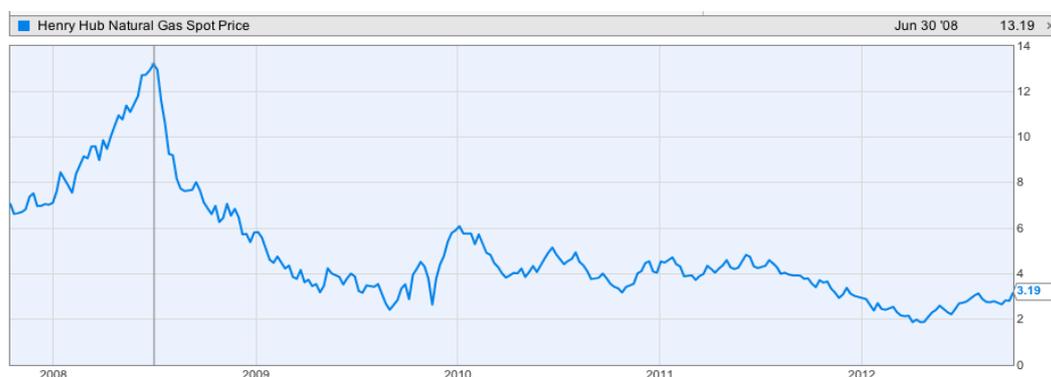


Figura 42. Evolución de precio de gas natural.

Tomado de http://ycharts.com/indicators/natural_gas_spot_price/chart#series=type%3Aindicador%2Cid%3Anatural_gas_spot_price%2Ccalc%3A&format=real&recessions=false&zoom=5

La Figura 43 muestra cómo ha variado el precio del gas natural en boca de pozo para los sectores de generación eléctrica, vehicular y residencial. Los precios han ido variando de acuerdo al factor de variación anual, ajuste que se determina el primer día hábil para cada año calendario.

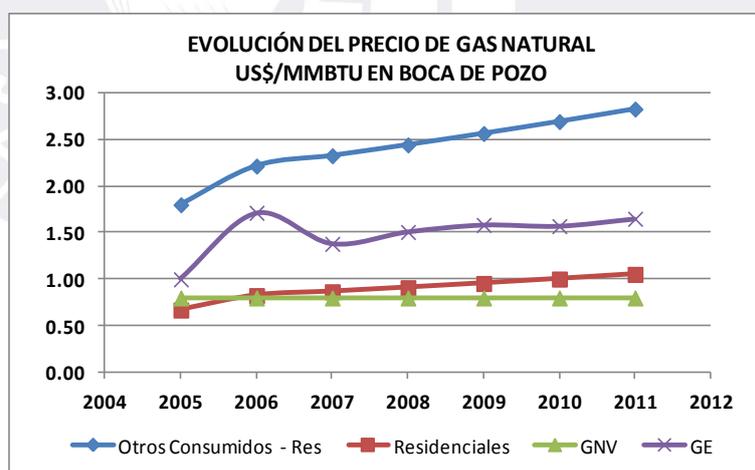


Figura 43. Evolución de precio de gas natural en Boca de Pozo.

Tomado de "Precio Máximo Establecido en el Contrato de Licencia y Factor de Actualización Anual." del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2011). Recuperado de [http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/Seminario%20ARIAE/Sesion%20I%20-%20Regulacion%20del%20Gas%20Natural%20\(1\)/Presentacion%20ARIAE%20-%20PRECIO%20MAXIMO%20DE%20GAS%20NATURAL%20EN%20BOCA%20DE%20OPOZO.ppt](http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/Seminario%20ARIAE/Sesion%20I%20-%20Regulacion%20del%20Gas%20Natural%20(1)/Presentacion%20ARIAE%20-%20PRECIO%20MAXIMO%20DE%20GAS%20NATURAL%20EN%20BOCA%20DE%20OPOZO.ppt)

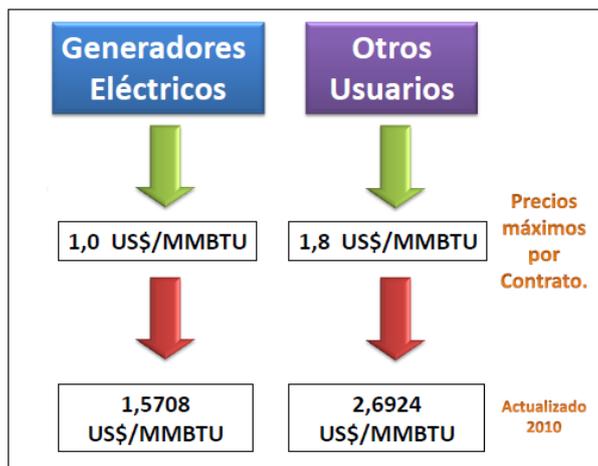


Figura 44. Precio de gas natural para generación eléctrica y otros usuarios. Tomado de “Precio Máximo Establecido en el Contrato de Licencia y Factor de Actualización Anual.” del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2011). Recuperado de [http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/Seminario%20ARIAE/Sesion%20I%20-%20Regulacion%20del%20Gas%20Natural%20\(1\)/Presentacion%20ARIAE%20-%20PRECIO%20MAXIMO%20DE%20GAS%20NATURAL%20EN%20BOCA%20DE%20POZO.ppt](http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/Seminario%20ARIAE/Sesion%20I%20-%20Regulacion%20del%20Gas%20Natural%20(1)/Presentacion%20ARIAE%20-%20PRECIO%20MAXIMO%20DE%20GAS%20NATURAL%20EN%20BOCA%20DE%20POZO.ppt)

Para establecer el precio final del gas natural, la cadena de valor parte del precio de boca de pozo, a la que se le suma los precios de transporte y distribución. La Figura 45 muestra cómo se establece el precio final para una empresa de generación eléctrica.

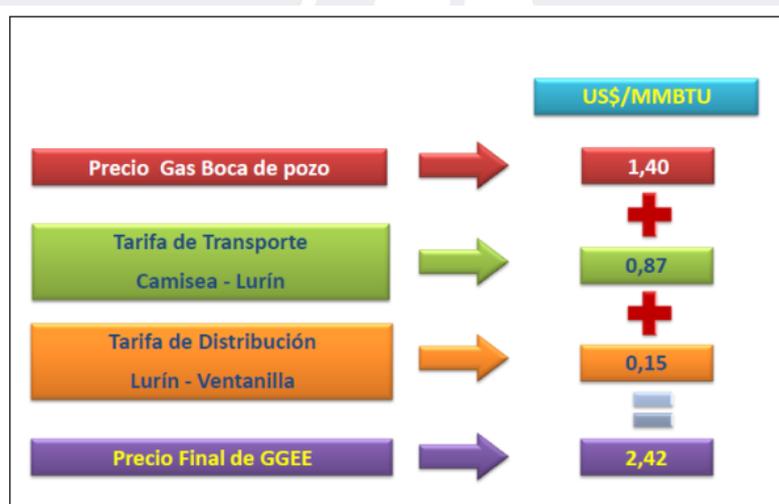


Figura 45. Cadena de valor y precios por etapa. Tomado de “Formación de precios del gas natural” por Ramirez, Edgar (2010), Latin Energy, Ingeniería y Regulación Energética. Mayo 2010. Recuperado de <http://www.latinenergy.net/pdf/documentos/competgn.pdf>

4.1.6. Análisis de los recursos humanos y cultura

Según OSINERGMIN (2009), la mano de obra utilizada para la extracción y los procesos de producción del gas natural se realizan mediante la utilización de mano de obra calificada. Es importante resaltar que más del 50% de la mano de obra peruana empleada durante la fase de construcción estuvo conformada por trabajadores calificados. Perú LNG, durante el año 2009, el Proyecto brindó un total acumulado de 654,354 horas de capacitación. Entre los temas cubiertos, figuran algunas actividades específicas (operación de excavadoras, soldadura, mecánica, carpintería, andamiaje, electricidad), así como capacitación en temas de gestión ambiental, seguridad industrial, salud y cursos de inglés. Según OSINERGMIN (2009), para actividades colaterales, se utiliza mano de obra local, en general poco calificada, mediante programas de involucramiento con las comunidades locales. Por ejemplo, en hidrocarburos de las reservas de Camisea, OSINERGMIN comprobó que el programa de desarrollo local de Pluspetrol benefició a 8 581 pobladores. Así mismo, el resto de la fuerza laboral de la mayoría de empresas, en la fase de ejecución de inversiones pre-operativas, es contratada a través de sus contratistas o *services*. Después de cada proyecto concluido, se reduce la necesidad de mano de obra.

PERU LNG, durante la fase de construcción, se crearon aproximadamente 30,000 puestos de trabajo, tanto directos como indirectos. Solo en el año 2009, durante el momento pico de la fase de construcción, el Proyecto empleó a 10,675 trabajadores, de los cuales 90% eran peruanos. El 100% de la mano de obra requerida durante la fase de construcción fue contratada en las comunidades del área de influencia directa del Proyecto. Más de 5,600 trabajadores fueron contratados en Chincha y Cañete, y más de 4,000 trabajadores fueron contratados en las comunidades ubicadas a lo largo de la ruta del gasoducto.

PERU LNG asumió el compromiso de contribuir de manera positiva y sostenible con la estructura social y económica de las comunidades. Esto podrá lograrse mediante la

promoción de una serie de iniciativas de inversión ambiental y social con el objetivo principal de buscar la reducción de los niveles de pobreza en las zonas de influencia directa del proyecto en las regiones de Ica, Huancavelica y Ayacucho. Buscan específicamente mejorar la capacidad e infraestructura de la producción agropecuaria, fortalecer las capacidades existentes, mejorar la salud humana y la educación además de promover el cuidado y la conservación del medio ambiente y de los recursos naturales.

De igual manera, en Transportadora de Gas del Perú (TGP), trabajan sobre estándares internacionales de seguridad, medio ambiente y relaciones comunitarias, aportando a la mejora de la calidad de vida de los trabajadores y las comunidades.

4.1.7. Informática y comunicaciones

Según ESAN(2010), en una encuesta realizada al sector energía e hidrocarburos, se han detectado cinco tendencias en el uso e implementación de tecnologías de comunicaciones e informática. Las áreas de sistemas están pasando de ser áreas de operaciones a áreas estratégicas. Para convertirse en un agente de innovación y de generación de valor, el área de tecnología de información debe cambiar el rol que desempeña al interior de las organizaciones. En esa perspectiva, los CIO tienden a modificar sus estrategias para que su área deje de ser proveedora de soporte al negocio y trazar el camino para convertirla en socio emprendedor. El primer paso a seguir es alcanzar un nivel óptimo de eficiencia operativa que le permita al CIO dejar de realizar actividades técnicas y concentrarse en el desarrollo de actividades estratégicas.

Según la encuesta de ESAN (2010), un hecho inevitable que deben seguir las empresas es la delegación de servicios de TI -tanto de infraestructura como de software- a empresas especializadas. Esto permitirá que sus acciones se centren en actividades generadoras de valor. La encuesta señala que la virtualización es una de las tecnologías más usadas y con mayor porcentaje de crecimiento en los años venideros. Se está dejando de

invertir en equipos propios de Hardware y Software para más bien alquilar o subarrendar la tecnología a proveedores externos. Respecto a certificaciones internacionales, la investigación de ESAN (2010) señala que, actualmente, pocas empresas han incursionado en certificaciones para sus áreas de TI, pero en el corto plazo está latente la intención de lograr certificaciones como ISO/IEC 20000, ISO/IEC 27001 y CMMI.

Gestión del conocimiento. Si bien actualmente ya se registra una tendencia favorable al respecto, se espera que en el mediano plazo la gestión del conocimiento se desarrolle y extienda a todas las áreas y procesos de las empresas, aplicando herramientas de colaboración que simplifican y mejoran la administración.

Cabe señalar, según el estudio de ESAN (2010), que las soluciones utilizadas por las empresas del sector tienen que ver con tecnologías de clase empresarial, como ERP (Enterprise Resources Planning), telecomunicaciones basadas en VOIP (voz sobre IP), tecnologías cliente servidor basadas en SAP, Oracle y soluciones Microsoft.

Tabla 14

Tipos de Sistemas de Información

Tipos de Sistemas de Información	Porcentaje
ERP	81
Software hecho en casa	62
Software geológico	52
Business Intelligence	29
Data Warehouse	24
Knowledge Management	14
Datamining	12
E-Commerce	7
Otros	5
SCM	2

Nota. Tomado de “Estudio sobre tecnologías de información y telecomunicaciones en el sector minero-energético peruano” por ESAN, 2010. Recuperado de <http://www.esan.edu.pe/publicaciones/2010/12/03/ETIMENcon%20Sello-1.pdf>

Tabla 15

ERP más Usados

ERP	Total	Grande	Mediana	Pequeña
SAP	59	67	53	50
Ellipse	12	27	0	0
Exactus	9	0	13	25
Oracle	6	0	13	0
People Soft	3	0	7	0
JDEwars	3	7	0	0
Otros	15	0	27	25

Nota. Tomado de “Estudio sobre tecnologías de información y telecomunicaciones en el sector minero-energético peruano” por ESAN, 2010. Recuperado de <http://www.esan.edu.pe/publicaciones/2010/12/03/ETIMENcon%20Sello-1.pdf>

4.1.8. Tecnología

El Gobierno, a través del Ministerio de Energía y Minas, ha organizado el Grupo Técnico de Coordinación Interinstitucional (GTCI) del proyecto Camisea, con el fin de garantizar la protección ambiental de las áreas donde se desarrolla el proyecto Camisea, PCM (2002). El rol del GTCI consta de realizar la supervisión, monitoreo y fiscalización de todos los aspectos sociales y ambientales del área de influencia del Proyecto Camisea, velar por el respeto de los valores étnicos y culturales de las comunidades nativas ubicadas en el área de influencia del proyecto y contribuir a generar el desarrollo sostenible de las comunidades ubicadas en el área del proyecto.

Según Navarro (2007), las tecnologías utilizadas por las empresas como Pluspetrol, TNG y Camisea son las que utilizan sus empresas matrices y representan las últimas tecnologías de la ingeniería de gas natural. El Proyecto de Gas de Camisea consiste en atraer y conducir el gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea a los mercados del litoral peruano y externos. El proyecto está formado por la explotación de los yacimientos de gas de Camisea, la construcción de una planta de fraccionamiento en Melchorita, el transporte a través de un gasoducto de 700 km de longitud para el transporte del gas natural desde Las Malvinas hasta el *City Gate* en Lurín y un gasoducto de 540 km de longitud para

los líquidos del gas hasta Pisco. Finalmente, la distribución de gas llega a Lima y Callao (OSINERMIN, 2006).

Exploración y perforación. Los geólogos y otros científicos han desarrollado varias técnicas que indican la posibilidad de que exista gas en las profundidades. Sin embargo, el único método para confirmar la existencia de petróleo o gas es perforar un pozo que llegue hasta el yacimiento. En muchos casos, las compañías petroleras gastan millones de dólares en perforar pozos en zonas prometedoras y se encuentran con que los pozos están secos.

Cabe señalar que, según Perú Económico (2011), quien cita a la Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (AIE), los recursos totales globales recuperables de gas natural convencional al 2008 ascienden a 470.6 TMC (trillones de metros cúbicos), de los cuales 66.1 TMC ya han sido producidos, y quedan 404.5 TMC. Al ritmo de producción del 2008, estos recursos dan una relación reserva-producción de 136 años. Tomando nuevamente el estimado que maneja la AIE, la cantidad global de gas no convencional recuperable –incluye *tight gas* (areniscas apretadas), CBM (*coalbed methane gas*) y *shale gas*– alcanzaría los 380 TMC, lo que le añadiría otros 120 años a la relación reserva-producción global. Lo anterior se daría en el caso de que el comportamiento de las cuencas sea similar a las de EE.UU. y de que se use la misma tecnología. Hay que resaltar que, del total de recursos no convencionales, el *shale gas* es el más abundante de todos con casi 50% del total, según reporta *Business News Americas*. En Latinoamérica, México, Colombia y el Perú también son potenciales fuentes de *shale gas*.

Citando el artículo de Perú Económico (2011), “En el Perú, el único descubrimiento potencial de *shale gas* –a partir de la lutita devónica– proviene del pozo Santa Rosa 1X y del pozo Cashiboya 1X, perforados por Maple en su lote 31-E (Loreto)”. El hallazgo en Santa Rosa se dio en el 2009, mientras se exploraba por crudo. Según Hines, el año pasado se enviaron muestras a un laboratorio en EE.UU. para determinar si el material orgánico

concentrado en las lutitas posee características similares a la roca explotada en los campos de Norteamérica. Hines estima que esta clase de formación rocosa puede encontrarse en toda la Selva central y sur del Perú. En pos de una exploración más agresiva, Hines indica que Maple busca a un socio que tenga actualmente la tecnología para desarrollar este tipo de yacimientos. “No sabemos si esta actividad se desarrollará en cinco años o más, pero sí estimamos que el potencial de gas por lutitas para recuperar es enorme y vamos a seguir su desarrollo”, concluye Hines. Gran parte ello dependerá del tipo de infraestructura y del mercado donde se colocará el gas. Argentina tiene una buena infraestructura, razón por la cual grandes compañías como Exxon ya perforan exclusivamente el gas de esquisto. En la lista de interesados, también estarían Shell, Petrobras y Repsol, según la prensa internacional”.

Producción. A medida que se extrae gas de un yacimiento, la presión existente en el depósito, que impulsa el material a la superficie, va disminuyendo gradualmente. Al final, la presión acaba haciéndose tan baja que el gas que queda no avanza por la roca porosa hasta el pozo. Cuando se llega a ese punto, ya se ha extraído casi todo el gas de un yacimiento. Los avances tecnológicos en este ámbito abarcan la mejora de los sistemas de medida durante la perforación, la automatización de las plataformas de perforación y la perforación horizontal.

Transporte. El gas natural se suele transportar por gasoductos hasta los consumidores, que lo utilizan como combustible o, en ocasiones, para fabricar productos petroquímicos. Se utilizan los sistemas de control y de captación de datos (SCADA) con el propósito de conservar informaciones precisas y continuas sobre los gasoductos. Se trata de sistemas informáticos asociados a una transmisión por satélite o por teléfono que permiten la obtención de información de las diferentes secciones del gasoducto, así como el control del flujo del gas. Puede licuarse a temperaturas muy bajas y transportarse en buques especiales; este método es mucho más costoso que transportar petróleo en un petrolero. Las empresas

que explotan los gasoductos pueden requerir dispositivos inteligentes robotizados de inspección para explorar el interior de los gasoductos, medir el diámetro interior y limpiar los restos. El gas natural compite en numerosos mercados, especialmente el de la calefacción de viviendas, oficinas, fábricas y procesos industriales. Los avances tecnológicos a nivel del proceso de licuado, cuyo propósito es la metamorfosis del gas natural en gas natural licuado (GNL), benefician el crecimiento del comercio internacional.

Distribución. La investigación y el perfeccionamiento en lo que atañe al repartimiento de gas natural pretende, por una parte, la creación de nuevas aplicaciones como la chimenea de gas y los sistemas de enfriamiento; y, por otra, el avance de nuevas tecnologías, cuya intención es la reducción de los costos y la mejora de la eficiencia. Las tecnologías que pueden emplearse son las tuberías de distribución flexible, las canalizaciones de distribución de plástico, los contadores de lectura electrónica, los sistemas de cartografía informática o nuevas tecnologías de formación de zanjas. Los distribuidores de gas necesitan controlar el nivel de gas que circula en los gaseoductos por medio de técnicas informáticas como la regulación de válvulas vía telemetría por satélite o del sistema SCADA (control y captación de datos).

4.2. Matriz EFI

La industria del gas natural peruano tiene reservas probadas por más de 12TCP que, según las actuales tasas de crecimiento, puede cubrir la demanda interna y ser exportado por los próximos 20 años. Cabe señalar que existen acuerdos de exportación para justificar la inversión en la planta de licuefacción de Melchorita y la inversión en las tuberías del gasoducto. La industria cuenta, además, con la facilidad de exportar gas natural licuado. Existe un acuerdo de venta a México a precio Henry Hub; sin embargo, el precio ha bajado a niveles donde el margen final de la venta resulta ser muy bajo. La industria está actualmente buscando formas de aumentar el margen ofreciendo el gas natural a mercados más lejanos

como Japón. Durante el 2012, Calidda está invirtiendo en extender la red de gas natural residencial. Distritos como San Borja y Surco están siendo conectados mediante tuberías de PVC y la empresa espera cubrir su meta de nuevas conexiones de este año. Cabe señalar que respecto a otras ciudades como Bogotá o Buenos Aires, Lima aún tiene mucho margen de crecimiento.

Se señaló, además, que el actual gasoducto transporta 85MPC. Sin embargo, existe una clara amenaza, debido a que solo existe una tubería que, en caso de sufrir desperfectos o atentados, generaría cortes abruptos en la distribución de energía. El Estado y la industria están buscando invertir en plantas de almacenaje de gas natural licuado que, en caso ocurran desperfectos, pasen a desgasificarse y a entregarse nuevamente a las tuberías y así evitar cortes. Además, TGP ha logrado superar sus estudios de impacto ambiental para la construcción de una segunda tubería de gas natural.

Cabe señalar que, a pesar de estar al principio del ciclo de vida de la industria de gas natural, este no deja de ser escaso y no renovable. Por esa razón, la industria se plantea el escenario de utilizar la infraestructura de transporte para, en caso suceda, tener que importar gas natural. Aunque existe un organismo estatal que plantea políticas y planes estratégicos y que existen planes genéricos para el uso de la energía en el país, no se ha encontrado planes específicos ni políticas de largo plazo para el desarrollo de la industria del gas natural.

Además, la industria peruana todavía no tiene la penetración que existen en países como Colombia, Chile, Argentina o Brasil. Se detecta la especial necesidad de incentivar el consumo de gas natural y fortalecer el crecimiento de la demanda.

En los últimos años, debido al incremento de las reservas mundiales, se ha detectado una baja en el precio internacional del gas natural, en especial del precio Henry Hub. Por esa razón, la industria percibe importante el establecer políticas de precios internos que favorezcan el sostenimiento de la industria, y pensadas a mediano y largo plazo. Se detecta

una tendencia a precios en boca de pozo que dependen de cada ubicación, sin existir un precio unificado. Finalmente, los precios son relevantes para la generación eléctrica. Aunque generar electricidad por gas natural suele ser más barato que por otras fuentes como la hidroeléctrica, los precios al consumidor final suelen ser comparativamente más bajos que los precios de países vecinos. A continuación, en base a los factores internos encontrados en el análisis interno, se despliega la matriz de factores internos (MEFI).

Tabla 16

Matriz EFI

Factores determinantes de éxito	Peso	Valor	Puntaje
Fortalezas			
1. Reservas probadas de 12,462 TCP, que cubren la demanda interna y externa de los próximos 20 años	0.10	4	0.40
2. Capacidad de exportación del gas natural licuado de Melchorita	0.09	4	0.36
3. El gas natural representa ahorro en el uso de energía a nivel industrial, vehicular y residencial	0.08	4	0.32
4. Capacidad productora de más de 85 MPC por trimestre	0.07	4	0.28
5. El gas natural es considerado un combustible ecológico porque es más limpio que el petróleo y carbón	0.06	3	0.18
6. Construcción de la red de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao, a culminarse en el 2012	0.05	3	0.15
7. Contrato con Cálidda para la distribución de gas natural en Lima y Callao	0.04	3	0.12
	0.49		1.81
Debilidades			
1. El recurso de Gas Natural es escaso y no renovable	0.10	2	0.20
2. La industria de gas natural carece de un plan estratégico	0.09	2	0.18
3. Capacidad insuficiente del gasoducto actual para la demanda creciente nacional	0.08	2	0.16
4. Baja penetración de conexiones residenciales en comparación con Latinoamérica	0.07	2	0.14
5. Precios bajos de exportación comparados con los precios de venta del mercado interno	0.06	2	0.12
6. Precios bajos de venta para generación eléctrica	0.05	2	0.10
7. Falta impulsar el consumo de gas natural	0.04	1	0.04
8. No existe un sólo precio unificado de mercado	0.03	2	0.06
	0.52		1.00
Total	1.01		2.81

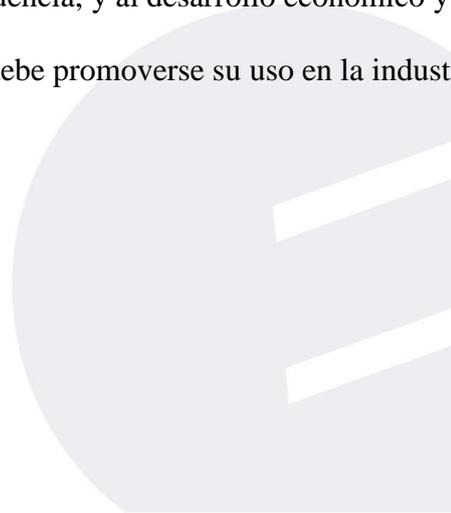
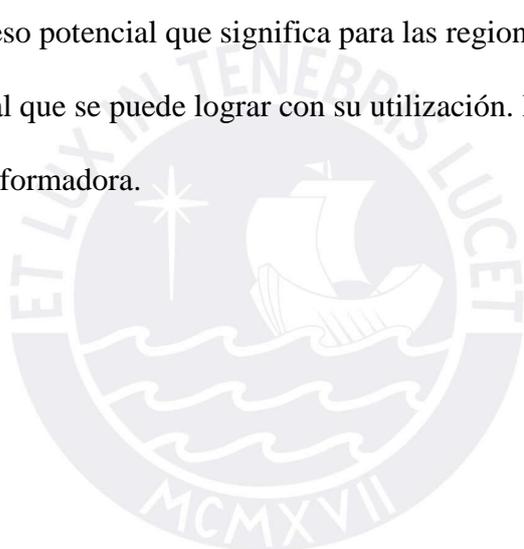
4.3. Conclusiones

La matriz EFI tiene 5 fortalezas y 8 debilidades. Se obtiene un puntaje de 2.54. Este valor indica que el sector de gas natural en el Perú está en pleno crecimiento y contiene tendencias de mejora continua debido entre otros factores, a los proyectos que se están evaluando y ejecutando.

Además, la finalización del proyecto de la Planta de Licuefacción de Melchorita y el inicio de las operaciones de venta de GLN a México es un claro indicador del crecimiento de la exportación y, por consiguiente, de las mejores perspectivas para el sector industrial peruano.

Son de gran importancia los proyectos de ampliación del gaseoducto existente y la implementación de nuevos ductos hacia otras regiones como la del sur del país, a través de los cuales se podrá atender nuevos mercados. Esta medida debe realizarse conjuntamente con una agresiva promoción para incrementar el consumo de gas natural en los distintos sectores industriales, consumo vehicular y residencial.

La industria de gas natural es una de las más importantes en la actualidad debido a un ingreso potencial que significa para las regiones de influencia, y al desarrollo económico y social que se puede lograr con su utilización. Por ello, debe promoverse su uso en la industria transformadora.



Capítulo V: Intereses del Gas Natural en el Perú y Objetivos de Largo Plazo

5.1. Intereses del Gas Natural en el Perú

Según Bandarian (2009), aunque en junio del año 2008 se ha creado el Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico, y el Centro Nacional de Planeamiento Estratégico – CEPLAN, lo cierto es que en los primeros años solo se ha dedicado a consolidarse institucionalmente. Esto significa que, por lo menos en el corto plazo, esta institución no definirá las políticas públicas de desarrollo de manera integral, holística y sistémica, y que, por el contrario, se continuará con una práctica generalizada en la que cada autoridad sectorial diseñará e implementará sus políticas. Por esa razón, el Ministerio de Energía y Minas es responsable de las políticas de hidrocarburos, electricidad y minería respectivamente. En una serie de documentos elaborados por el Ministerio, Bandarian (2009) logra extraer una serie de lineamientos o intereses que el sector hidrocarburos y energía se plantea como políticas.

Según Bandarian (2009), resulta claro que no existe en el país una política de hidrocarburos. No existe en ningún documento de planificación ni en ninguna norma vigente, pero sí existen lineamientos generales que permiten proyectar intereses del Estado y que pueden ser sintetizados de la siguiente manera:

1. *Promover la inversión privada sostenible* para la exploración y explotación, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos, conforme al marco legal vigente y a la actualización de la misma, buscando equilibrar en el menor tiempo posible la balanza comercial de hidrocarburos que actualmente es desfavorable
2. Establecer las condiciones específicas para la *promoción del desarrollo de la industria del gas natural y del mercado del gas natural en el Perú*, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía, la competitividad del aparato productivo del país y la

utilización de una alternativa energética más limpia y económica que los combustibles líquidos

3. *Incrementar el consumo del gas natural* fuera de las provincias de Lima y Callao
4. *Promover el desarrollo de la industria petroquímica* a partir de los componentes del gas natural y condensados y otros hidrocarburos
5. *Promover el desarrollo del mercado de los “biocombustibles”* sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica, con el objetivo de diversificar el mercado de combustibles
6. *Lograr una mejor estructura de precios de los combustibles* a partir de la promoción de la libre competencia en el mercado de combustibles y desde una adecuada aplicación de los instrumentos fiscales

Cabe señalar que, según Semana Económica (2010), el Estado será un promotor del uso eficiente de la energía. La visión del plan energético 2010-2040 es “Crear un sistema energético que satisfaga la demanda nacional de energía de manera segura, oportuna, sostenible y eficiente, cuyo soporte debe ser la planificación, la investigación y la innovación continua”. A continuación, algunas impresiones sobre sus nueve objetivos de largo plazo:

1. Contar con una matriz energética diversificada, competitiva y con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética

El MEM formuló que trabaja en pos de una matriz dividida en tres tercios: uno para los derivados del petróleo (que hoy justifican un 50%), otro para el gas y otro para las fuentes renovables. Sin embargo, lo que se ha visto en los últimos años es un crecimiento desmesurado del gas en el ámbito de la generación eléctrica que, si bien ha sacado de apuros al parque generador en momentos de fuerte expansión de la demanda, no ha sido del todo saludable. Por tanto, “es momento de que el Perú se enfoque en la hidroelectricidad”, como señalara en su momento Carlos Alberto Luna, gerente general de Edegel. Ello no implica

desdeñar el desarrollo de centrales térmicas, sino engarzarlas mejor con los desarrollos hidroeléctricos, no a través de un sistema coercitivo, sino de uno de incentivos adecuados. La matriz energética no va a estar equilibrada si el mercado no está equilibrado para las distintas fuentes, y hoy el precio artificialmente bajo del gas constituye un subsidio para la generación térmica con dicho hidrocarburo.

2. Contar con un abastecimiento energético en un marco de desarrollo sostenible
3. Gozar de acceso universal al suministro energético
4. Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía, que incluya la aplicación productiva intensiva

La mejor manera de impulsar la eficiencia energética –tan necesaria, sobre todo, en el mercado del gas natural– es con una buena estrategia de precios. No solo hay que sincerarlos sino que, en el caso de la electricidad, se pueden establecer diferenciaciones que incentiven a las empresas a desarrollar sus procesos productivos fuera de horas punta.

5. Ser autosuficientes en la producción de energéticos
6. Contar con un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono
7. Tener una industria del gas natural desarrollada y empleada en actividades de transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente
8. Lograr el fortalecimiento de la institucionalidad del sector energético
9. Estar integrado con los mercados energéticos de países de la región, en los casos que sean favorables para el logro de la visión de largo plazo

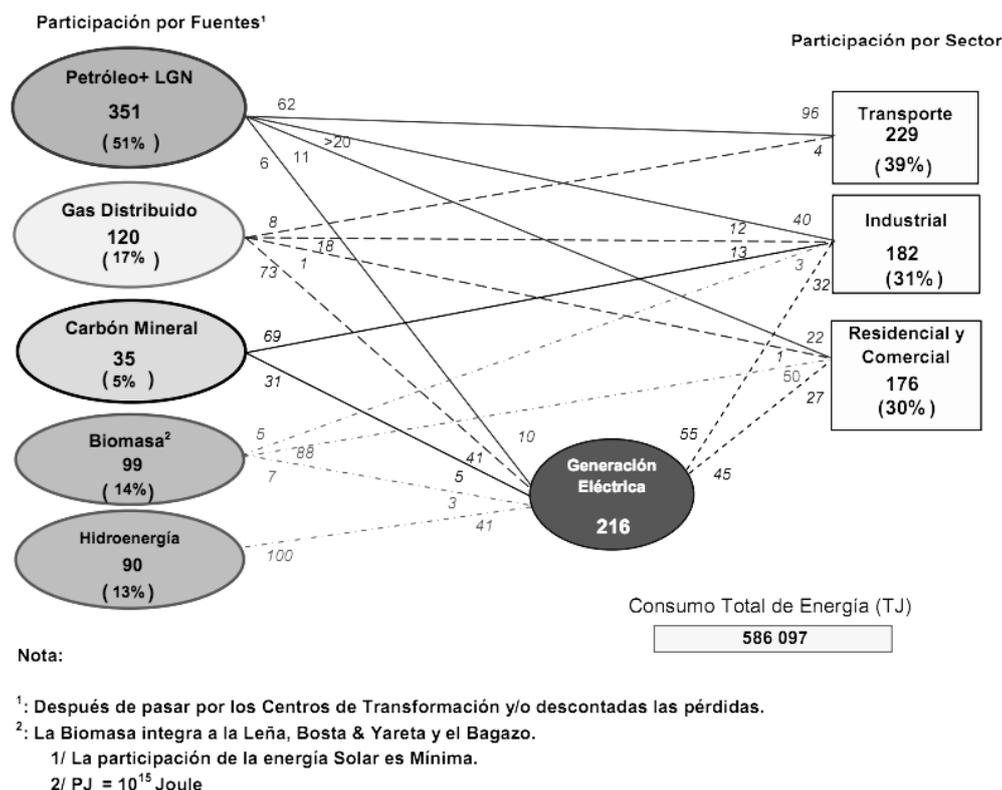


Figura 46. Matriz energética peruana en el año 2009.
 Tomado de “Matriz Energética del Perú 2009” por el Ministerio de Energía y Minas, MINEM (2009A). Recuperado de <http://www.minem.gob.pe/archivos/estadistica-f1z2fz1udzxx7zh-Matrizresumida2009.pdf>

Según Alfaro(2010) el consumo de gas natural mantiene un crecimiento anual continuo a nivel mundial. Específicamente, en América Latina, el crecimiento promedio anual de los últimos años fue del 4%. La siguiente etapa en este proceso deberá contemplar la expansión de los sistemas de transporte de gas ya existentes y analizar la viabilidad de su integración.

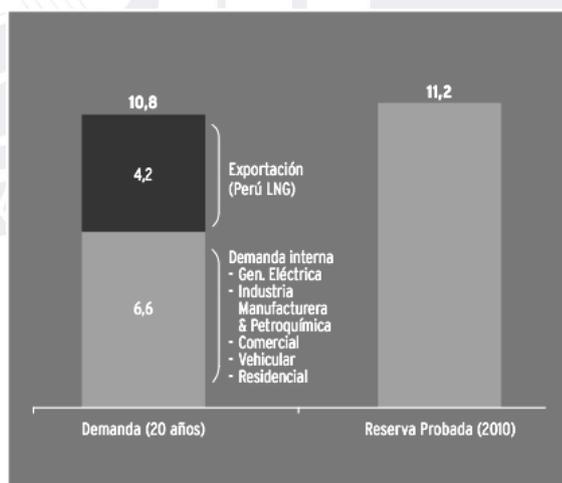
La realización de un proceso de integración regional de la industria del gas permitiría obtener muy rápidamente importantes beneficios económicos, sociales, tecnológicos y comerciales. Para ello, se debe plantear el desarrollo de un sistema integral de gasoductos con una visión regional, considerando exportar e importar simultáneamente, con un criterio de complementariedad y solidaridad (Alfaro, 2010). Finalmente, luego del análisis de los

intereses de la industria del gas natural en Perú, los intereses se despliegan en la siguiente lista:

- Promover la inversión privada sostenible
- Desarrollar la industria y el mercado de gas natural
- Fomentar la competencia
- Incrementar el consumo de gas natural
- Desarrollar la industria petroquímica
- Lograr una mejor estructura de precios
- Promover el uso del gas de manera ecológica y amigable con el medio ambiente

5.2. Potencial del Gas Natural en el Perú

Según Tudela (2010), el Ministerio de Energía y Minas reporta una reserva probada del gas natural de Camisea (lotes 88 y 56) de 11.2 TPC2 (ver Figura siguiente), estimada que representa el 94% de la reserva probada de gas natural del país, con información disponible al 31 de diciembre de 2009.



FUENTE: MINEM Y NSAI (2010)

Figura 47. Oferta y demanda de gas natural peruano.

Tomado de “Gas Natural en el Perú. Balance oferta-demanda y Perspectivas”. Revista Moneda. Banco Central de Reserva del Perú (1009). Recuperado de <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/Moneda-145/Moneda-145-09.pdf>

Según este reporte, el potencial del gas natural está orientado a cubrir la demanda interna totalmente, incrementar la creación de una industria petroquímica y mantener los contratos de exportación. Sin embargo, también queda claro la necesidad de mejorar la eficiencia en el uso del recurso mediante el ajuste del precio según valor de mercado internacional. Según la Revista del Instituto de Investigaciones FIGMMG Vol. 10, No 19, 113-119 (2007) UNMSM, se puede observar cómo la demanda se irá incrementando en los siguientes años en el Perú. Queda que más del 70% del potencial del gas natural se debe a la generación de energía eléctrica.

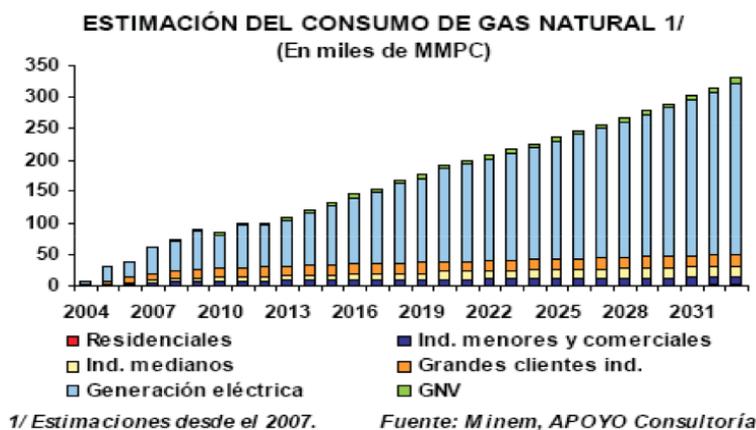


Figura 48. Estimación del consumo de gas natural.

Tomado de “El Gas de Camisea. Geología, Economía y Usos” por Zavala & Guadalupe (2007). Universidad Mayor de San Marcos (2007). Recuperado de <http://revistas.concytec.gob.pe/pdf/iigeo/v10n19/a12v10n19.pdf> Recuperado de <http://www.scielo.org.pe/pdf/iigeo/v10n19/a12v10n19.pdf>

Según El Comercio (2010), el Perú continúa a la zaga en Sudamérica en el uso del gas. En el año 2009, se han consumido 1.705 MMm³ de gas natural. Chile casi duplica el consumo de este recurso con 3.024 MMm³, mientras que países como Colombia y Argentina tienen consumos por encima de los 8.374 MMm³, y 38.401 MMm³, respectivamente.



Figura 49. Cifras del gas natural latinoamericano al 2009.

Tomado de “El Perú continúa a la zaga en Sudamérica en el uso del gas” por El Comercio (2010). Recuperado de http://elcomercio.pe/economia/651064/noticia-peru-continua-zaga-sudamerica-uso-gas_1

5.3. Principios Cardinales

Los principios cardinales que rigen el sub sector gas natural están estrechamente ligados a la naturaleza no renovable del recurso natural, a su relación con los terceros involucrados como las comunidades y poblaciones cercanas a las operaciones de exploración, producción, transporte y distribución, y a su impacto en la matriz energética y la balanza comercial de energía del Perú. De acuerdo con Bandarian, se podría, entonces, deducir los siguientes principios cardinales: (a) promoción de la inversión privada, (b) promoción del desarrollo de la industria del gas natural y del mercado del gas natural en el Perú, (c) fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas, (d) incrementar el consumo del gas natural, (e) promover el desarrollo de la industria petroquímica y (f) lograr una mejor estructura de precios de los combustibles a partir de la promoción de la libre competencia.

5.4. Matriz de Intereses del Gas Natural en el Perú

Las empresas, el Estado y los consumidores, además de las poblaciones involucradas como terceros, son los que participan de algún modo en el sector gas natural. Por lo tanto, y

luego del análisis anterior sobre los intereses organizaciones del gas natural en el Perú, se obtiene finalmente la siguiente matriz.

Tabla 17

Intereses Organizacionales del Gas Natural

Interés organizacional	Vital	Importante	Periférico
Promover la inversión privada sostenible		Estado	Terceros
Desarrollar la industria y el mercado de gas natural	Estado		
Fomentar la competencia		Estado	
Incrementar el consumo de gas natural		Estado, Empresas	
Desarrollar la industria petroquímica		Estado	Empresas
Lograr una mejor estructura de precios		Estado	Empresas
Promover el uso del gas de manera ecológica y amigable con el medio ambiente	Estado	Terceros	Empresas

5.5. Objetivos de Largo Plazo

En base a los principios cardinales y los intereses del sector, es posible formular objetivos a largo plazo:

OLP1. Lograr que el gas natural pase a representar del 15% (2010) al 33% del aporte energético para el año 2024

OLP2. Incrementar el consumo del gas natural de 3.6MMm³ (2010) a 10MMm³ anuales para el año 2024

OLP3. Incrementar el número de usuarios residenciales de los actuales 50,000 a 2 millones para el año 2024

OLP4: Incrementar el número de vehículos con GNV de los actuales 110,000 a 1,000,000 para el año 2024

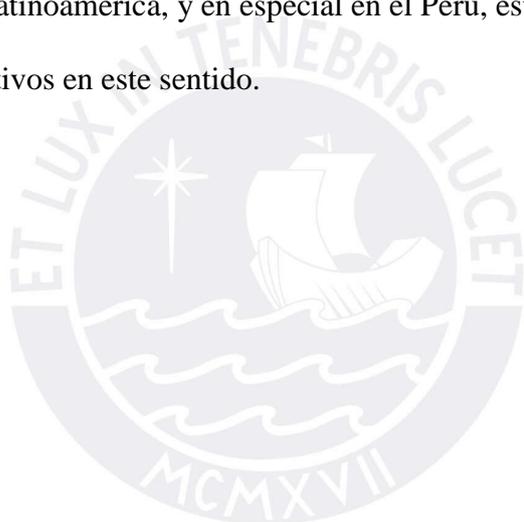
OLP5: Incrementar las tecnologías de exploración de gas no convencional para incrementar las reservas nacionales de 12 TCF a 15 TCF en 30% para el año 2024

OLP6: Cuadruplicar la capacidad de distribución de los gaseoductos de 500 MPC por día a 2000 MPC por día para el año 2024

5.6. Conclusiones

El gas natural peruano debe entenderse en dos frentes: como un recurso natural escaso y agotable, y como una oportunidad para sostener el crecimiento económico y social del subsector y de todo el país, por lo que las estrategias y objetivos que se planteen deben estar orientados a la eficiencia en el uso del recurso y al máximo aprovechamiento de este.

Debido a la naturaleza no renovable del recurso, es necesario que, en paralelo con la producción y explotación, se mantenga un esfuerzo continuo en la exploración y la búsqueda de fuentes de gas natural, convencional o no convencional. Es notorio que Norteamérica está creando y optimizando la tecnología que le permitirá asegurarse 120 años adicionales de producción de gas en base a fuentes no convencionales (Perú Económico, 2011), por lo que en Latinoamérica, y en especial en el Perú, esta posibilidad y oportunidad debe plantear objetivos en este sentido.



Capítulo VI: El Proceso Estratégico

6.1. Matriz FODA

Tabla 18

Matriz FODA y Estrategias Específicas

	Fortalezas	Debilidades
	1. Reservas probadas de 12,462 TCP, que cubren la demanda interna y externa de los próximos 20 años 2. Capacidad de exportación del gas natural licuado de Melchorita 3. El gas natural representa ahorro en el uso de energía a nivel industrial, vehicular y residencial 4. Capacidad productora de más de 85 MPC por trimestre 5. El gas natural es considerado un combustible ecológico porque es más limpio que el petróleo y carbón 6. Construcción de la red de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao, a culminarse en el 2012 7. Contrato con Cálidda para la distribución de gas natural en Lima y Callao	1. El recurso de Gas Natural es escaso y no renovable 2. La industria de gas natural carece de un plan estratégico 3. Capacidad insuficiente del gaseoducto actual para la demanda creciente nacional 4. Baja penetración de conexiones residenciales en comparación con Latinoamérica 5. Precios bajos de exportación comparados con los precios de venta del mercado interno 6. Precios bajos de venta para generación eléctrica 7. Falta impulsar el consumo de gas natural 8. No existe un sólo precio unificado de mercado
Oportunidades	FO. Explote	DO. Busque
1. Crecimiento económico sostenido del Perú, atractivo para grandes inversionistas 2. Elevado precio del petróleo que incentiva la búsqueda de energías alternativas 3. Tendencia a buscar fuentes de energía amigables con el medio ambiente 4. Incremento en la demanda de energía eléctrica en el Perú 5. Incremento de la demanda de gas natural de los usuarios residenciales, industriales y vehiculares 6. Creciente demanda de energía de países limítrofes como Chile, Argentina y Brasil 7. Demanda de gas natural de naciones lejanas como Japón, México y Estados Unidos	Incrementar los mercados de exportación Aumentar el mercado interno de usuarios residenciales Incrementar el mercado de gas natural vehicular Incrementar el uso del gas en generación eléctrica	Promover el acceso al GN por pueblos cercanos como Cuzco e Ica. Asegurar un suministro confiable y abundante Promover el uso del gas natural para el transporte Implementar redes redundantes
Amenazas	FA. Confronte	DA. Evite
1. Altos índices de corrupción en Perú 2. Tendencia a la baja del precio de gas natural 3. Aumento de la oferta de Gas Natural Mundial, debido a nuevas reservas de Shale Gas 4. Conflictos sociales, ambientales y económicos dentro del Perú 5. Incertidumbre sobre la evolución de la economía mundial 6. Expectativas generadas por el gobierno respecto a reducir la pobreza rural, lucha anticorrupción y seguridad ciudadana	Realizar los ductos de distribución para el acceso y consumo de GN para la población Incentivar la producción a partir de fuentes no convencionales Mantener y mejorar la competitividad de la industria Enmendar y mejorar las regulaciones sobre Gas Natural	Incrementar las políticas de responsabilidad social de la industria respecto a las poblaciones cercanas Incrementar los precios de venta del Gas Natural a valores sostenibles Construir alianzas para promover el desarrollo de la industria Proteger la salud y la calidad del aire Formular compromisos con las comunidades

6.2. Matriz PEYEA

Tabla 19

Matriz PEYEA

		Factores determinantes de la Fortaleza Financiera (FF)	
			Valor
Posición estratégica interna	1. Retorno de la inversión		2
	2. Apalancamiento		3
	3. Liquidez		1
	4. Capital requerido vs capital disponible		4
	5. Flujo de caja		4
	6. Facilidad de salida del mercado		2
	7. Riesgo involucrado en el negocio		4
	8. Rotación de inventarios		6
	9. Economías de escala		5
		Factores determinantes de la Ventaja Competitiva (VC)	
			Valor
	1. Participación en el mercado		-1
	2. Calidad del producto		-2
	3. Ciclo de reemplazo del producto		-3
	4. Lealtad del consumidor		-1
	5. Utilización de la capacidad de los competidores		-3
	6. Conocimiento tecnológico		-1
	7. Integración vertical		-3
	8. Velocidad de introducción de nuevos productos		-6
		Factores determinantes de la Fortaleza Financiera (FF)	
			Valor
Posición estratégica externa	1. Cambios tecnológicos		-3
	2. Tasa de inflación		-3
	3. Variabilidad de la demanda		-2
	4. Rango de precios de productos competitivos		-1
	5. Barreras de entrada al mercado		-6
	6. Rivalidad/presión competitiva		-4
	7. Elasticidad de precios de la demanda		-3
	8. Presión de productos sustitutos		-4
		Factores determinantes de la Ventaja Competitiva (VC)	
			Valor
	1. Potencial de crecimiento		6
	2. Potencial de utilidades		3
	3. Estabilidad financiera		4
	4. Conocimiento tecnológico		5
	5. Utilización de recursos		4
	6. Intensidad del capital		2
	7. Facilidad de entrada al mercado		1
	8. Productividad/utilización del capital		4
	9. Poder de negociación de los productores		2

Factor	Total	Promedio	Vector direccional
FF	31	3.44	Eje X 0.94
VC	-20	-2.50	Eje Y 0.19
EE	-26	-3.25	
FI	31	3.44	

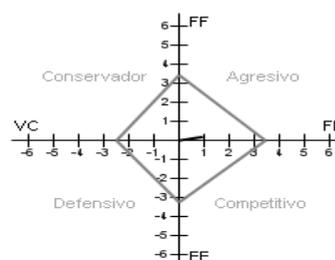


Figura 50. Vector resultado de la matriz PEYEA.

Siguiendo la metodología explicada por D'Alessio (2009) para evaluar la matriz de la posición estratégica y la evaluación de la acción (PEYEA), se llega a concluir que la postura estratégica de la industria del gas natural peruano debe ser Agresiva. Es una postura típica de industrias atractivas con poca turbulencia del entorno. En esta situación, la industria debe sacar total ventaja a las oportunidades, buscar candidatos para ser adquiridos en su propia industria o industrias relacionadas, aumentar su participación en el mercado y concentrar recursos en los productos que marquen una clara ventaja competitiva. Según Miles y Snow (2003), citado por D'Alessio (2008), la postura agresiva corresponde a la estrategia de los exploradores/buscadores, quienes investigan nuevos segmentos producto/mercado, empleando métodos amplios de planeamiento, controles descentralizados y amplio análisis del entorno. Los exploradores, usualmente, poseen recursos subutilizados. Finalmente, siguiendo la metodología de D'Alessio (2008), se pueden llegar a formular las siguientes estrategias generales para la industria del gas natural peruano:

- Estrategias de diversificación
- Integración vertical

6.4. Matriz IE

Según D'Alessio (2009), la matriz interna-externa (IE) se evalúa a partir de los resultados ponderados de las matrices EFE y EFI, y cuenta con tres regiones. La región 1, celdas I, II y IV sugiere crecer y construir, invirtiendo para crecer; la región 2, celdas VII, V y III, sugiere retener y mantener, es decir, invertir selectivamente y gerenciar las utilidades; y la región 3, celdas VI, VII e IX, sugiere cosechar o desinvertir recursos. Se puede calificar como exitosa la organización que logra manejar su portafolio de negocios alrededor de la celda I.

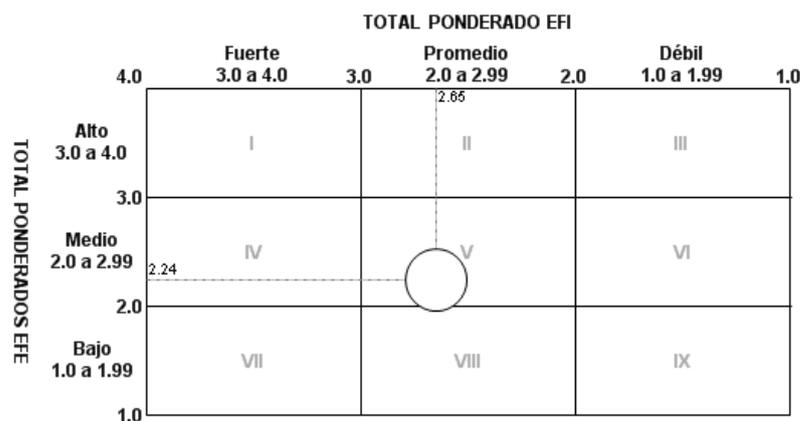


Figura 51. Matriz IE.

Para el caso de la industria del gas natural, los resultados señalan que la industria debe concentrarse en desarrollarse selectivamente para mejorar, es decir, debe tener un especial cuidado en el uso eficiente de los recursos, en la inversión cuidadosa y de mediano plazo y en la generación de flujos de caja positivos que generen rentabilidad y retorno adecuado. Finalmente, las estrategias genéricas para la industria del gas natural, que nacen de la matriz interna-externa caerían en el cuadrante V: retener y mantener: (a) Penetración en el mercado y (b) Desarrollo de productos.

6.5. Matriz GE

Siguiendo el desarrollo de D'Alessio (2008), la matriz de la gran estrategia (GE) es otra herramienta útil para ayudar a evaluar y afinar la elección apropiada de estrategias para la organización. Para el caso del gas natural peruano, se determinó que el crecimiento del mercado era rápido y la posición competitiva es fuerte, esto se debe al marco regulatorio vigente, al crecimiento económico sostenido del país y, por consiguiente de la necesidad de energía barata y eficiente, y a la historia de crecimiento de la producción y demanda del gas natural.

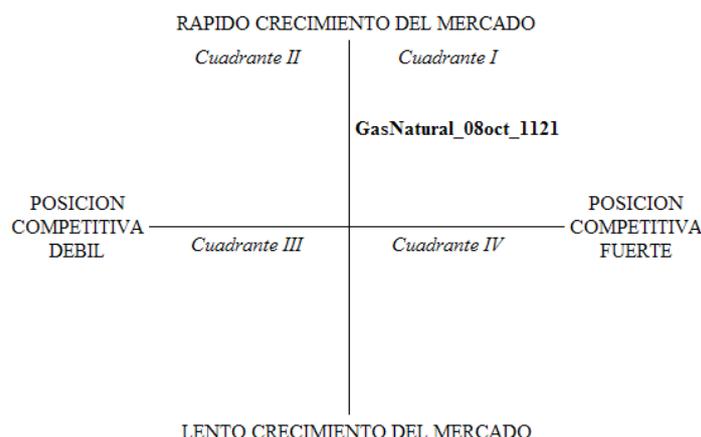


Figura 52. Matriz GE.

Por lo tanto, cabe señalar que el gas natural peruano se encuentra en el cuadrante I, es decir, que las estrategias generales adecuadas para esta industria tienen que ver con la concentración de los mercados. Las estrategias que se seleccionan son las siguientes: (a) Desarrollo de mercados, (b) Desarrollo de productos y (c) Diversificación concéntrica

6.6. Matriz de Decisión

Tabla 20

Matriz de Decisión

Estrategias	FODA	PEYEA	IE	GE	Total
1. Incrementar los mercados de exportación	x		x	x	3
2. Aumentar el mercado interno de usuarios residenciales	x	x	x	x	4
3. Incrementar el mercado de gas natural vehicular	x	x	x	x	4
4. Incrementar el uso del gas en generación eléctrica	x		x	x	3
5. Promover el acceso al GN por pueblos cercanos como Cuzco e Ica.	x	x	x	x	4
6. Asegurar un suministro confiable y abundante	x	x	x	x	4
7. Promover el uso del gas natural para el transporte	x	x	x	x	4
8. Implementar redes redundantes	x	x	x	x	4
9. Realizar los ductos de distribución para el acceso y consumo de GN para la población	x	x	x	x	4
10. Incentivar la producción a partir de fuentes no convencionales	x		x	x	3
11. Mantener y mejorar la competitividad de la industria	x	x	x	x	4
12. Enmendar y mejorar las regulaciones sobre Gas Natural	x	x		x	3
13. Incrementar las políticas de responsabilidad social de la industria respecto a las poblaciones cercanas	x		x	x	3
14. Incrementar los precios de venta del Gas Natural a valores sostenibles	x	x		x	3
15. Construir alianzas para promover el desarrollo de la industria	x	x		x	3
16. Proteger la salud y la calidad del aire	x	x	x	x	4
17. Formular compromisos con las comunidades	x	x	x	x	4

6.7. Matriz CPE

La matriz cuantitativa de planeamiento estratégico permite confrontar las 15 estrategias planteadas en la matriz FODA nuevamente con las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas del análisis EFI y EFE anterior. Al entregar puntajes cuantitativos permite priorizar y descartar estrategias. Cabe señalar que el resultado de la evaluación indica que existen estrategias con mayor valor ponderado (mayor a 6) y estrategias que no llegan a superar los seis puntos. Las estrategias que serán evaluadas en el siguiente paso son las siguientes:

1. Aumentar el mercado interno de usuarios residenciales
2. Incrementar el mercado de gas natural vehicular
3. Incrementar el uso del gas en generación eléctrica
4. Implementar el acceso al GN por pueblos cercanos como Cuzco e Ica.
5. Asegurar un suministro confiable y abundante
6. Realizar los ductos de distribución para el acceso y consumo de GN para la población
7. Mantener y mejorar la competitividad de la industria
8. Incrementar los precios de venta del Gas Natural a valores sostenibles
9. Construir alianzas para promover el desarrollo

En las siguientes páginas, se despliega la matriz cuantitativa de planeamiento estratégico.

6.8. Matriz de Rumelt

Según D'Alessio (2008), la matriz de Rumelt permite evaluar las estrategias retenidas en la matriz cuantitativa de planeamiento estratégico (MCPE) mediante cuatro criterios cualitativos: (a) consistencia, la estrategia no debe presentar objetivos y políticas mutuamente inconsistentes; (b) consonancia, la estrategia debe representar una respuesta adaptiva al entorno externo y a los cambios críticos que en este ocurran; (c) ventaja, la estrategia debe proveer la creación y/o mantenimiento de las ventajas competitivas en áreas selectas de la actividad; y (d) la estrategia no debe originar un sobrecosto en los recursos disponibles ni crear problemas sin solución.

Tabla 22

Matriz de Rumelt

Estrategias	Consistencia	Consonancia	Ventaja	Factibilidad
0. Incrementar los mercados de exportación	SI	SI	SI	SI
1. Aumentar el mercado interno de usuarios residenciales	SI	SI	SI	SI
2. Incrementar el mercado de gas natural vehicular	SI	SI	SI	SI
3. Incrementar el uso del gas en generación eléctrica	SI	SI	SI	SI
4. Promover el acceso al GN por pueblos cercanos como Cuzco e Ica.	SI	SI	SI	SI
5. Asegurar un suministro confiable y abundante	SI	SI	SI	SI
6. Promover el uso del gas natural para el transporte	SI	SI	SI	SI
7. Implementar redes redundantes	SI	SI	SI	SI
8. Realizar los ductos de distribución para el acceso y consumo de GN para la población	SI	SI	SI	SI
9. Incentivar la producción a partir de fuentes no convencionales	SI	SI	SI	SI
10. Mantener y mejorar la competitividad de la industria	SI	SI	SI	SI
11. Enmendar y mejorar las regulaciones sobre Gas Natural	SI	SI	SI	SI
12. Incrementar las políticas de responsabilidad social de la industria respecto a las poblaciones cercanas	SI	SI	SI	SI
13. Incrementar los precios de venta del Gas Natural a valores sostenibles	SI	SI	SI	SI
14. Construir alianzas para promover el desarrollo de la industria	SI	SI	SI	SI
15. Proteger la salud y la calidad del aire	SI	SI	SI	SI
16. Formular compromisos con las comunidades	SI	SI	SI	SI

6.9. Matriz de Estrategias vs. OLP

Debe verificarse qué objetivos de largo plazo alcanzarán las estrategias finalmente retenidas. Se procedió a comparar todas las estrategias respecto a los objetivos de largo plazo considerando las estrategias retenidas y las estrategias que servirán de contingencia.

Tabla 23

Matriz de Estrategias vs. OLP

Estrategias	Objetivos de Largo Plazo					
	1	2	3	4	5	6
1. Incrementar los mercados de exportación		x	x	x		
2. Aumentar el mercado interno de usuarios residenciales		x	x	x		x
3. Incrementar el mercado de gas natural vehicular	x	x	x	x		x
4. Incrementar el uso del gas en generación eléctrica	x	x				x
5. Promover el acceso al GN por pueblos cercanos como Cuzco e Ica.	x	x	x	x		x
6. Asegurar un suministro confiable y abundante	x	x	x	x	x	
7. Promover el uso del gas natural para el transporte		x		x		
8. Implementar redes redundantes	x	x	x	x		x
9. Realizar los ductos de distribución para el acceso y consumo de GN para la población	x	x	x	x		x
10. Incentivar la producción a partir de fuentes no convencionales	x	x			x	
11. Mantener y mejorar la competitividad de la industria			x	x	x	
12. Enmendar y mejorar las regulaciones sobre Gas Natural	x	x	x	x		x
13. Incrementar las políticas de responsabilidad social de la industria respecto a las poblaciones cercanas	x	x	x			
14. Incrementar los precios de venta del Gas Natural a valores sostenibles	x	x			x	
15. Construir alianzas para promover el desarrollo de la industria	x	x			x	x
16. Proteger la salud y la calidad del aire			x	x		
17. Formular compromisos con las comunidades			x	x		x

6.10. Conclusiones

Camisea entró en producción en el año 2004, a pesar de haber sido descubierta en 1987. En la década 2010, ya se percibe el cambio de la matriz energética y, gracias al gas natural, el Perú tiene mejor suministro eléctrico y perspectivas de crecimiento mejor sustentadas en el recurso energético. Se abren un abanico de oportunidades claramente definidas por el presente análisis.

Sin embargo, aún el sector tiene debilidades y amenazas que deben ser enfrentadas. En gran medida, estos factores son desarrollados mediante políticas de Estado y el común acuerdo de la industria, los consumidores, y los terceros involucrados como las poblaciones y comunidades rurales.

Es necesario aclarar que este recurso no es renovable, por lo que el esfuerzo de la industria en la exploración de nuevos yacimientos y en las fuentes de gas natural no convencional asegurarían un crecimiento sostenido, y el desarrollo y fortalecimiento de la industria.

Finalmente, cabe señalar que las matrices antes desarrolladas indican que la industria del gas natural, al ser intensiva en inversión e infraestructura y al funcionar en cuasi-monopolios regionales, deberá desarrollar estrategias generalmente orientadas al desarrollo de mercados, a la diversificación de productos y a la integración vertical.

Capítulo VII: Implementación Estratégica

7.1. Objetivos de Corto Plazo

Los objetivos de corto plazo son los hitos mediante los cuales se alcanza, con cada estrategia, los objetivos de largo plazo; requieren ser verificables para facilitar la gestión de la organización (D'Alessio, 2008). En la definición de los objetivos de corto plazo, se ha tratado de ser realistas, medrados, consistentes, razonables, desafiantes y claros.

OLP1. Lograr que el gas natural pase a representar del 15% (2010) al 33% del aporte energético para el año 2024

OCP1.1. Transformar del 0.1% al 75% el transporte público de Lima para usar GNV en los próximos cinco años

OCP1.2. Explorar fuentes de gas natural para incrementar en 25% las reservas actuales de 12TCP a 15TCP durante los próximos cinco años

OCP1.3. Aumentar la eficiencia de las centrales termoeléctricas de ciclo convencional del actual 30% al 55%, pasándolas a operar en ciclo combinado en los próximos cinco años.

OCP1.4. Instalar nuevas centrales termoeléctricas para duplicar la producción y pasar de los actuales 1,800MW/h a 3,600MW/h en los próximos cinco años

OLP2. Incrementar el consumo del gas natural de 3.6MMm³ (2010) a 10MMm³ anuales para el año 2024

OCP2.1. Instalar nuevas centrales termoeléctricas para duplicar la producción (pasar a 3,000MW/h) en los próximos cinco años

OCP2.2. Instalar 1000 km de nuevo gaseoducto en los próximos 2 años para suministrar gas natural hacia las principales ciudades del sur del Perú

OCP2.3. Instalar 1000 km de nuevo gaseoducto en los próximos 2 años para suministrar gas natural hacia las principales ciudades del norte del Perú

OLP3. Incrementar el número de usuarios residenciales de los actuales 50,000 a 2 millones para el año 2024

OCP3.1. Fomentar la homologación de técnicos instaladores de gas natural incrementando el número de los actuales 200 al cuadruple en los siguientes cinco años.

OCP3.2. Mejorar la comunicación para posicionar al gas natural como seguro, económico y saludable en los siguientes cinco años

OCP3.3. Favorecer el desarrollo e investigación en productos que consuman gas natural mediante políticas de promoción y financiamiento para universidades en los siguientes cinco años

OLP4. Incrementar el número de vehículos con GNV de los actuales 110,000 a 1,000,000 para el año 2024

OCP4.1. Instalar 50 grifos de gas natural con separación de 50 km a lo largo de la Carretera Panamericana en los siguientes cinco años

OCP4.2. Instalar grifos de gas natural en las principales ciudades de la sierra sur y Costa norte del Perú en los siguientes cinco años

OCP4.3. Reducir en un 50% los aranceles de importación de vehículos nuevos que vengan preparados de fábrica para el uso de gas natural en los siguientes cinco años

OLP5: Incrementar las tecnologías de exploración de gas no convencional para incrementar las reservas nacionales de 12 TCF a 15 TCF en 30% para el año 2024.

OCP5.1. Promover la generación de talento humano en nuevas tecnologías de producción de gas natural no convencional, mediante 100 becas de postgrado, a los egresados de Ingeniería Petroquímica o similares en los siguientes cinco años

OCP5.2. Promover la inversión en yacimientos de gas natural no convencional mediante incentivos, comunicación y publicidad en los siguientes cinco años

OCP5.3. Apoyar el inicio de la producción de gas natural no convencional en las fuentes ya descubiertas en el norte peruano dentro de los siguientes cinco años

OLP6: Cuadruplicar la capacidad de distribución de los gasoductos de 500 MPC por día a 2000 MPC por día para el año 2024

OCP6.1. Triplicar la capacidad de los gasoductos que llegan a la ciudad de Lima para pasar de 400 MPC a 1200MPC en los siguientes cinco años

OCP6.2. Construir gasoductos para las ciudades del sur del país, con el fin de transportar hasta 400 MPC en los siguientes cinco años

OCP6.3. Desarrollar centrales termoeléctricas en el sur del país con el fin de asegurar la demanda de GN en los siguientes cinco años

7.2. Recursos asignados a los OCP

Al ser la industria del gas natural intensiva en recursos financieros, el cumplir los objetivos de corto plazo requiere de inversiones elevadas y de garantías de rentabilidad aceptables. Las inversiones se adecuan y se especializan en las etapas críticas del sector gas natural, a saber en exploración, producción, transporte y distribución, teniendo cada una de ellas características específicas de nivel de riesgo de retorno de inversión. Cabe señalar que también son necesarios esfuerzos de parte del Estado peruano para mantener un clima propicio para la inversión. Además de ello, el Estado debe aumentar su presencia como tercero involucrado y como mediador entre las comunidades afectadas por los proyectos de gas natural y así afianzar su rol de facilitador de la inversión a la vez de promotor del bienestar de la sociedad. Sin embargo, siempre debe estar en consideración del sector industrial y del Estado la naturaleza no renovable del gas natural, por lo que debe haber especial énfasis en conocer nuevos procedimientos de extracción y producción, tales como los que ya se están implementando en Norteamérica con el *Shale Gas*. Por ello, no debe

dejarse de lado el esfuerzo en promover e incorporar las nuevas tendencias y tecnologías, y los nuevos procesos que serán norma luego de agotado el recurso convencional.

Finalmente, es menester del Estado y de la sociedad en su conjunto el promover el desarrollo de recursos humanos que permitan el desarrollo de la industria del gas natural. Es necesaria la presencia de técnicos especialistas en instalaciones de gas natural residencial e industrial, en tecnologías y equipos que utilicen este insumo, en ejecutivos que manejen y promuevan la inversión y ejecuten el desarrollo de proyectos, y en personas capacitadas en coordinar y comunicar a la sociedad y las comunidades las ventajas y virtudes del gas natural.

7.3. Políticas de cada estrategia

Según D'Alessio (2008), las políticas son los límites de acción con los que los gerentes de las empresas deben acotar sus estrategias. Estos límites de acción están definidos por las macropolíticas, es decir, con los valores de la industria. Las políticas además definen el camino hacia la visión de la organización, caminos que siempre están enmarcados por la legalidad, los principios éticos y la responsabilidad social que norman la organización. Se concluye que las políticas facilitan la implantación de las estrategias y el logro de los objetivos.

1. Aumentar el mercado interno de usuarios residenciales

- Fomento y creación mercado de gas natural por parte del Estado, en especial del ente regulador (OSINERMIN)
- Medición de calidad del servicio a usuarios residenciales y usuarios de GNV
- Promover al personal técnico peruano sobre el extranjero
- Descentralizar las actividades de captación y capacitación
- Ofrecer talleres y seminarios para ingenieros petroquímicos
- Reclutar mediante alianzas con universidades

- Constante actualización del personal respecto a nuevas tecnologías de exploración y explotación
2. Incrementar el mercado de gas natural vehicular
 - Fomentar la investigación en las universidades en tecnologías de GNV y residencial
 - Desarrollar políticas de financiamiento para favorecer la inversión en gas natural
 - Comunicar y posicionar el gas natural vehicular como económico y amigable con el medio ambiente
 3. Incrementar el uso del gas en generación eléctrica
 - Promover la implementación de centrales de generación eléctrica
 - Incrementar las tecnologías de ciclo combinado con el fin de mejorar la eficiencia de las generadoras termoeléctricas
 4. Implementar el acceso al GN por pueblos cercanos como Cuzco e Ica.
 - Promover el desarrollo de nuevos ductos de gas natural para el sur del país
 5. Asegurar un suministro confiable y abundante
 - Desarrollar políticas de supervisión de la calidad del suministro
 - Promover la implementación de redes redundantes
 6. Realizar los ductos de distribución para el acceso y consumo de GN para la población
 - Desarrollar los mercados cercanos a los centros poblados para facilitar la viabilidad de las inversiones de transporte de GN
 - Promover el desarrollo de tecnologías alrededor de industrias petroquímicas
 7. Mantener y mejorar la competitividad de la industria
 - Los recursos humanos deben mantener estándares y calificaciones

- Implementar políticas de mejora constante de procesos
8. Incrementar los precios de venta del Gas Natural a valores sostenibles
- Determinar una franja de precios que optimicen la rentabilidad de la industria del gas natural
 - Promover el uso eficiente del gas natural en las distintas industrias
9. Construir alianzas para promover el desarrollo
- Establecer políticas de integración horizontal como acceso a la información de los puntos de generación de valor entre las empresas
 - Establecer comités conformados por las gerencias de las distintas empresas que conforman la cadena de valor de la industria

7.4. Estructura organizacional del Gas Natural en el Perú

Según Chandler (1962), citado por D'Alessio (2008), la estructura organizacional sigue a la estrategia, es decir, no se puede implementar una nueva estrategia con una antigua estructura. Debido a que el sector gas natural peruano está dividido en subsectores como la exploración y producción, transporte, distribución y comercialización, es importante señalar que cada uno tendrá un núcleo de negocio o fuerza impulsora más relevante y hasta distinta dependiendo de la sección. Para las empresas de exploración y producción, es importante destacar su especial relación con la tecnología y los procesos productivos, por lo que requieren organizaciones orientadas a la reducción de costos, la seguridad, la relación con el medio ambiente y la calidad del producto. Es crítico explorar y hacerlo con un sano equilibrio entre el costo ecológico, social y ambiental, y lo que se obtendrá de la explotación.

Luego, las empresas de transporte suelen enfrentar fuertes inversiones para mantener altos estándares de seguridad y redundancia ante dificultades. Sus empleados estarán igualmente capacitados en el manejo de elevados niveles de transporte de gas natural y en cómo las tuberías afectan el medio ambiente y el entorno. Finalmente, la empresa de

distribución debe concentrarse en mantener un buen posicionamiento del producto gas natural y en incrementar y promover las nuevas conexiones y la ampliación de su red, por lo que su área comercial resulta ser sumamente crítica. No cabe duda, sin embargo, que debe respetarse igualmente el estándar de seguridad que implica el manejo de combustibles como el gas natural, inherente a la industria.

7.5. Medio Ambiente y Ecología

D'Alessio (2008) señala que el gaseoducto de Camisea fue una decisión estratégica para traer este valioso hidrocarburo desde la ceja de Selva peruana hasta la Costa. Una parte se procesa en la planta de Melchorita y se comercializa al extranjero, en especial a México, y otra parte llega a la ciudad de Lima. Esta construcción, que atraviesa la Selva y pasa por las montañas y sierras del Perú hasta la Costa de Ica ha afectado la flora y fauna de estas regiones, inclusive en la zona marítima del puerto de Melchorita. Queda concluir nuevamente que la industria de gas natural, al ser intensiva en maquinarias y herramientas, en tuberías y construcciones y en plantas y procesadoras, debe prestar especial atención al costo que origina la implementación en el medio ambiente. Este costo debe cuantificarse y medirse, y debe monitorearse como indicador del grado de afectación de las operaciones.

7.6. Recursos Humanos

Gran parte del recurso humano que requiere la industria de gas natural tiene que ver con operaciones técnicas. Para la exploración y producción, se requieren técnicos geólogos, ingenieros petroquímicos y técnicos en maquinaria pesada, así como personal capacitado en el transporte de gran envergadura, en el trazado del terreno, de carreteras, de obras civiles y de comunicaciones y tecnología.

El Perú ha sentido esa demanda y, por ejemplo, OSINERMING (2012) señala que Senati, Sencico y Tecsup hacen capacitaciones en la instalación domiciliaria de gas natural, y en Perú existen postgrados en Ingeniería de Petróleo y Gas como las ofrecidas por la

Universidad de Ingeniería en Lima o la Universidad San Marcos. Sin embargo, debido al fuerte crecimiento de las economías latinoamericanas existe la amenaza de que los cargos de rangos medios y gerencias se enfrenten a una fuerte competencia, debido a la demanda de recurso humano que las distintas empresas latinoamericanas están enfrentando.

OSINERGMIN (2012 E) publica en su página web una lista actualizada de técnicos y empresas competentes en instalaciones de gas natural, así como empresas especializadas y encargadas de la inspección de las instalaciones. Actualmente se registran 94 personas jurídicas y 145 personas naturales habilitadas.

Por esa razón, queda claro como estrategia el incrementar el desarrollo del talento humano orientado a la industria de gas natural, y el especial esfuerzo del sector, el Estado y las universidades para propiciar la investigación y la promoción de postgrados y maestrías dentro de sus instituciones o mediante becas o incentivos para estudiar en el extranjero.

7.7. Gestión del Cambio

La industria del gas natural peruano utiliza insumos y tecnologías ya establecidos por años. Sin embargo, no debe dejarse de lado la naturaleza no renovable y agotable del recurso, y la necesidad de entender y conocer los nuevos procesos de extracción y producción de gas natural no convencional. Es de esperarse que en los siguientes 30 años el sector enfrente la escasez del gas natural convencional y necesariamente reestructure sus procesos para aprovechar las fuentes no convencionales. Por esa razón, es importante destacar la necesidad de la constante actualización de su recurso humano y del seguimiento de las nuevas tecnologías y tendencias que ya se están desarrollando en el extranjero, en especial en Norteamérica (EIA, 2010).

7.8. Conclusiones

La industria del gas natural enfrenta especiales retos en el Perú. Por un lado, la industria recién se encuentra en crecimiento y el panorama mundial tiende a señalar un

crecimiento continuo de la demanda local y mundial. Camisea es un yacimiento de dimensiones comparables con yacimientos de Bolivia o inclusive de Venezuela, pero no deja de tener un límite y se habla de una perspectiva de 20 o 30 años.

Por otro lado, la naturaleza social del Perú, y su riqueza ambiental y delicado ecosistema plantea también retos a la industria donde el tercero involucrado es totalmente relevante y requiere especial atención, es decir, debe ser incorporado en las decisiones estratégicas de la industria.

El Estado, nuevamente, debe entonces ser el actor relevante entre estas perspectivas: debe ser el mediador entre la industria y la sociedad peruana, asegurando el sano equilibrio entre la necesaria rentabilidad que buscan las inversiones del sector, y las oportunidades que brinda una energía local barata y accesible para la economía y la sociedad peruanas.



Capítulo VIII: Evaluación Estratégica

8.1. Perspectivas de Control

Según D'Alessio (2008), la evaluación y control es una etapa transversal que se realiza en todo momento, debido a la naturaleza interactiva del proceso estratégico, y a su naturaleza iterativa, es decir, porque se está realimentando permanentemente. Para sistematizar el proceso de control y de evaluación en la industria del gas natural peruano, es importante definir un marco para evaluar las estrategias, resumido en estos tres pasos:

- Revisar las bases subyacentes de la estrategia, es decir, obtener una matriz EFE revisada y una matriz EFI revisada, y compararlas con las matrices originales para identificar las diferencias.
- Medir el desempeño de la industria y compararlos con el desempeño esperado para lograr los objetivos propuestos.
- Tomar las medidas correctivas tanto para las diferencias en las matrices como en las diferencias de desempeño respecto a los objetivos de corto plazo y los objetivos de largo plazo.

8.2. Tablero de Control Integrado

Según D'Alessio (2008), el tablero de control busca ejercer una visión integral y holística de la organización y facilitar la evaluación estratégica por medio de la medición y la comparación. Ello sirve para la implementación exitosa de la estrategia y para hacer las correcciones necesarias. En ese sentido, para cubrir los objetivos de largo y corto plazo para la industria del gas natural se plantean los siguientes indicadores:

OLP1. Lograr que el gas natural pase a representar del 15% (2010) al 33% del aporte energético para el año 2024

OCP1.1. Transformar del 0.1% al 75% del transporte público de Lima para usar GNV en los siguientes 8 años.

- a. Número total de vehículos de transporte de Lima
- b. Crecimiento del transporte año a año
- c. Porcentaje de vehículos que funcionan con GNV

OCP1.2. Explorar fuentes de gas natural para incrementar en 25% las reservas actuales de 12TCP a 15TCP durante los próximos cinco años

- a. Porcentaje actual de reservas de gas natural respecto a otras fuentes de energía
- b. Incremento anual de reservas de GN

OCP1.3. Aumentar la eficiencia de las centrales termoeléctricas de ciclo convencional del 30% al 55%, pasándolas a operar en ciclo combinado en los próximos cinco años.

- a. Eficiencia año a año de las centrales termoeléctricas
- b. Cantidad total y porcentaje de centrales termoeléctricas, divididas por tipo de ciclo (combinado o abierto)

OCP1.4. Instalar nuevas centrales termoeléctricas para duplicar la producción y pasar a 3,000MW/h en los próximos cinco años

- a. Producción mensual de las centrales termoeléctricas
- b. Crecimiento mensual y anual

OLP2. Masificar el uso del gas natural para consumir de 3.6MMm³ (2010) a 10MMm³ anuales para el año 2024.

OCP2.1. Instalar nuevas centrales termoeléctricas para duplicar la producción (pasar a 3,000MW/h) en los próximos cinco años

- a. Consumo de energía eléctrica dividido por fuentes (hídrica, gas natural, petróleo, otras fuentes)
- b. Consumo de gas natural por generación termoeléctrica

OCP2.2. Instalar 1000 km de nuevo gaseoducto en los próximos 2 años para suministrar gas natural hacia las principales ciudades del sur del Perú

- a. Costo del kilómetro de gaseoducto pasado
- b. Consumo de gas natural residencial en ciudades
- c. Posicionamiento y medición de la actitud del futuro consumidor de gas natural

OCP2.3. Instalar 1000 km de nuevo gaseoducto en los próximos 2 años para suministrar gas natural hacia las principales ciudades del norte del Perú

- a. Medición de inversión en publicidad para mejorar el posicionamiento del consumo de GN en las ciudades destino
- b. Medición de la masa probable de consumidores de GN en términos de ingresos posibles por ventas

OLP3. Incrementar el número de usuarios residenciales de los actuales 50,000 a 2 millones para el año 2024

OCP3.1. Fomentar la homologación de técnicos instaladores de gas natural incrementando el número de los actuales 200 al cuadruple en los siguientes cinco años

- a. Número de egresados técnicos en GN por año
- b. Número de puestos de trabajo de técnicos en GN
- c. Medición de la inversión publicitaria en posicionar este tipo de trabajo

OCP3.2. Mejorar la comunicación para posicionar al gas natural como seguro, económico y saludable en los siguientes cinco años

- a. Medición de la inversión publicitaria en posicionamiento de GN como seguro, económico y saludable
- b. Medición del posicionamiento obtenido entre el público objetivo, mediante encuestas y focus groups

OCP3.3. Favorecer el desarrollo e investigación en productos que consuman gas natural mediante políticas de promoción y financiamiento para universidades en los siguientes cinco años

- a. Número de proyectos e investigaciones en productos y servicios de gas natural por parte de empresas y universidades peruanas
- b. Medición del impacto y posicionamientos de nuevas técnicas de consumo de gas natural

OLP4. Incrementar el número de vehículos con GNV de los actuales 110,000 a 1,000,000 para el año 2024

OCP4.1. Instalar 50 grifos de gas natural con separación de 50 km a lo largo de la Carretera Panamericana en los siguientes cinco años

- a. Número de grifos de gas natural vehicular en carretera y crecimiento anual
- b. Posicionamiento del consumidor respecto a esta propuesta

OCP4.2. Instalar grifos de gas natural en las principales ciudades de la Sierra y Selva del Perú en los siguientes cinco años

- a. Medición de la inversión publicitaria en el uso del servicio de gas natural descentralizado
- b. Medición de las expectativas y actitudes de los posibles consumidores
- c. Medición del crecimiento de la instalación de grifos de gas natural descentralizado

OCP4.3. Reducir en un 50% los aranceles de importación de vehículos nuevos que vengan preparados de fábrica para el uso de gas natural en los siguientes cinco años

- a. Ventas en autos preparados de origen en gas natural

- b. Medición de la inversión publicitaria en posicionar vehículos de gas natural en Lima y otras ciudades
- c. Datos de importación de vehículos, antes y luego de la reducción de aranceles

OLP5: Incrementar la exploración de gas no convencional para incrementar las reservas nacionales de 12 TCF a 15 TCF para el año 2024

OCP5.1. Promover la generación de talento humano en nuevas tecnologías de producción de gas natural no convencional, mediante 100 becas de postgrado, a los egresados de Ingeniería Petroquímica o similares en los siguientes cinco años

- a. Cantidad de tesis y trabajos de investigación en tecnologías sobre gas natural no convencional
- b. Inversión de parte de las empresas y el Estado en la capacitación de talento humano en gas natural no convencional

OCP5.2. Promover la inversión en yacimientos de gas natural no convencional mediante incentivos, comunicación y publicidad en los siguientes cinco años

- a. Cantidad de yacimientos descubiertos anualmente de gas natural no convencional
- b. Medición de las reservas en función de la tecnología actual

OCP5.3. Apoyar el inicio de la producción de gas natural no convencional en las fuentes ya descubiertas en el norte peruano dentro de los siguientes cinco años

- a. Inversión en producción de gas natural no convencional
- b. Relación de la inversión per cápita respecto a países productores como Norte América

OLP6: Cuadruplicar la capacidad de distribución de los gasoductos de 500 MPC por día a 2000 MPC por día para el año 2024

OCP6.1. Triplicar la capacidad de los gasoductos que llegan a la ciudad de Lima para pasar de 400 MPC a 1200 MPC en los siguientes cinco años

- a. Transporte mensual en MCP de gas natural
- b. Tasa de crecimiento del transporte

OCP6.2. Construir gasoductos para las ciudades del sur del país, con el fin de transportar hasta 400 MPC en los siguientes cinco años

- a. Kilómetros construidos al mes
- b. Número de ciudades conectadas al ducto principal por año.

OCP6.3. Desarrollar centrales termoeléctricas en el sur del país con el fin de asegurar la demanda de GN en los siguientes cinco años

- a. Número de centrales termoeléctricas construidas
- b. Kilowatts/hora generados por ciudad y por mes
- c. Precio del KW generado por gas natural vs precio del KW generado por central hidroeléctrica
- d. Eficiencia térmica de la central

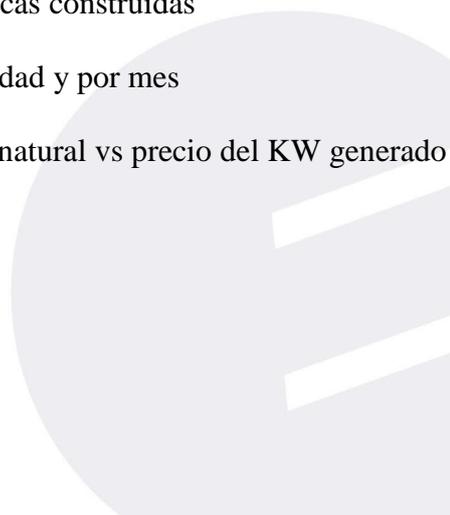
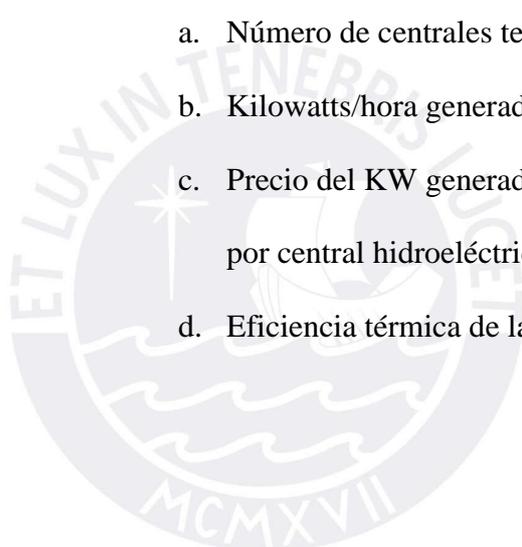


Tabla 24

Tablero de Control e Indicadores de Gestión

Indicador
Interna
OCP1.1.a Número total de vehículos de transporte de Lima
OCP1.1.b Crecimiento del transporte año a año
OCP1.1.c Porcentaje de vehículos que funcionan con GNV
OCP2.3.b Medición de la masa probable de consumidores de GN en términos de ingresos posibles por ventas
OCP3.1.a Número de técnicos homologados en GN por año
OCP3.1.b Número de puestos de trabajo de técnicos en GN
OCP3.4.a Medición del impacto y posicionamientos de nuevas técnicas de consumo de gas natural
OCP5.1.a Cantidad de Tesis y Trabajos de Investigación en tecnologías sobre gas natural no convencional
OCP6.1.a Transporte mensual en MCP de gas natural
Procesos
OCP1.2.a Porcentaje actual de reservas de gas natural respecto a otras fuentes de energía
OCP1.2.b Incremento anual de reservas de GN
OCP1.3.a Eficiencia año a año de las centrales termoeléctricas
OCP2.2.a Costo del kilómetro de gaseoducto pasado
OCP4.3.c Datos de importación de vehículos, antes y luego de la reducción de aranceles.
OCP5.2.a Cantidad de yacimientos descubiertos anualmente de gas natural no convencional
OCP5.2.b Medición de las reservas en función de la tecnología actual.
Clientes
OCP1.3.b Cantidad total y porcentaje de centrales termoeléctricas, divididas por tipo de ciclo (combinado o abierto)
OCP1.4.a Crecimiento mensual y anual de nuevas centrales térmicas
OCP2.1.a Consumo de energía eléctrica dividido por fuentes (hídrica, gas natural, petróleo, otras fuentes)
OCP2.1.b Consumo de gas natural por generación termoeléctrica
OCP2.2.b Consumo de gas natural residencial en ciudades
OCP2.2.c Posicionamiento y medición de la actitud del futuro consumidor de gas natural
OCP3.2.b Medición del posicionamiento obtenido entre el público objetivo, mediante encuestas y focus groups
OCP4.1.a Número de grifos de gas natural vehicular en carretera y crecimiento anual
OCP4.1.b Posicionamiento del consumidor respecto a esta propuesta
OCP4.2.a Medición de la inversión publicitaria en el uso del servicio de gas natural descentralizado
OCP4.2.b Medición de las expectativas y actitudes de los posibles consumidores
OCP4.2.c Medición del crecimiento de la instalación de grifos de Gas Natural descentralizado.
OCP4.3.a Ventas en autos preparados de origen en gas natural
Financiera
OCP2.3.a Medición de inversión en publicidad para mejorar el posicionamiento del consumo de GN en las ciudades destino
OCP3.1.c Medición de la inversión publicitaria en posicionar recursos humanos
OCP3.2.a Medición de la inversión publicitaria en posicionamiento de GN como seguro, económico y saludable
OCP4.3.b Medición de la inversión publicitaria en posicionar vehículos de gas natural en Lima y otras ciudades
OCP5.1.b Inversión de parte de las empresas y el estado en la capacitación de talento humano en gas natural no convencional
OCP5.3.a Inversión en producción de gas natural no convencional
OCP5.3.b Relación de la inversión per cápita respecto a países productores como Norte América
OCP6.3.c Precio del KW generado por gas natural vs precio del KW generado por central hidroeléctrica
OCP6.3.d Eficiencia térmica de la central

8.3. Conclusiones

Los indicadores de gestión del sector gas natural requieren monitoreo constante y la participación de las distintas industrias involucradas. Se plantea crear un organismo estatal que supervise de manera independiente estos indicadores y pueda revisar constantemente las

estrategias y objetivos, y, así mismo, proponer los ajustes necesarios y las acciones correctivas que conlleven a la ejecución satisfactoria de las estrategias.

En países como Colombia y Brasil, existen organismos encargados de la supervisión de las políticas y el cumplimiento de los objetivos a corto y largo plazo, en base a indicadores de gestión.



Figura 53. Estructuras regulatorias en Colombia, Perú y Brasil. Tomado de “El mercado del gas natural y la influencia de los precios del petróleo” por Latin Energy. Setiembre 2010. Recuperado de http://www.latinenergy.net/pdf/documentos/mercado_gas_natural.pdf

Capítulo IX: Competitividad de la Industria del Gas Natural Peruano

9.1 Análisis Competitivo de la Industria del Gas Natural

Según señala Alarco (2011), el proceso de globalización está llevando a la necesidad de competir en el denominado nuevo orden del siglo XXI. En el mundo de hoy, cada vez más globalizado, ya no solo son los países, sino las regiones e incluso las ciudades y las empresas las llamadas a competir. El proceso de globalización se debe a factores como (a) innovación tecnológica, (b) desarrollo de las comunicaciones, (c) un sistema financiero global y (d) predominio de las empresas transnacionales en la actividad económica mundial. Para identificar los factores que hacen competitiva la industria del gas natural, se analizaron los factores relevantes en la industria del gas en base a los pilares de la competitividad que, según el *World Economic Forum* (WEF), descritos por IPE(2011), serían 12 factores.

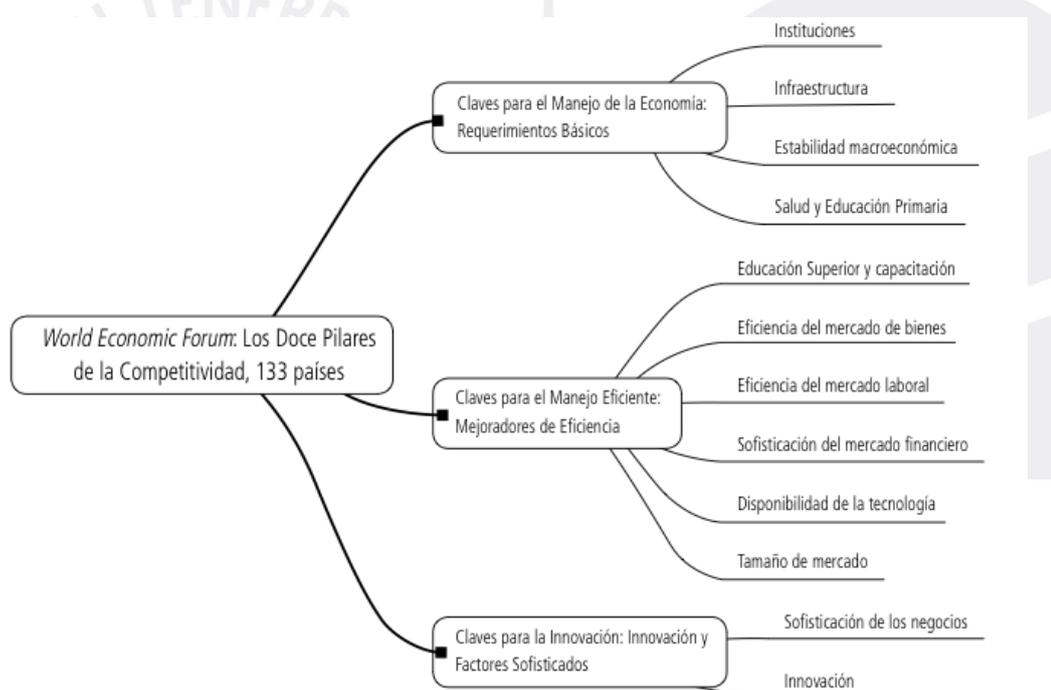


Figura 54. Mapa mental de los 12 pilares de la competitividad según WEF. Tomado de “Competitividad y desarrollo. Evolución y perspectivas recientes” por GCI, Word Economic Forum (WEF). Recuperado de Alarco (2011).

Cabe señalar que el IMD, desde 1989, también sobre la base de la obra de Porter, plantea un marco metodológico que mide la competitividad de las naciones considerando

cuatro ejes principales que, a su vez, se desagregan en diversos subfactores, como se señala en la Figura 55.

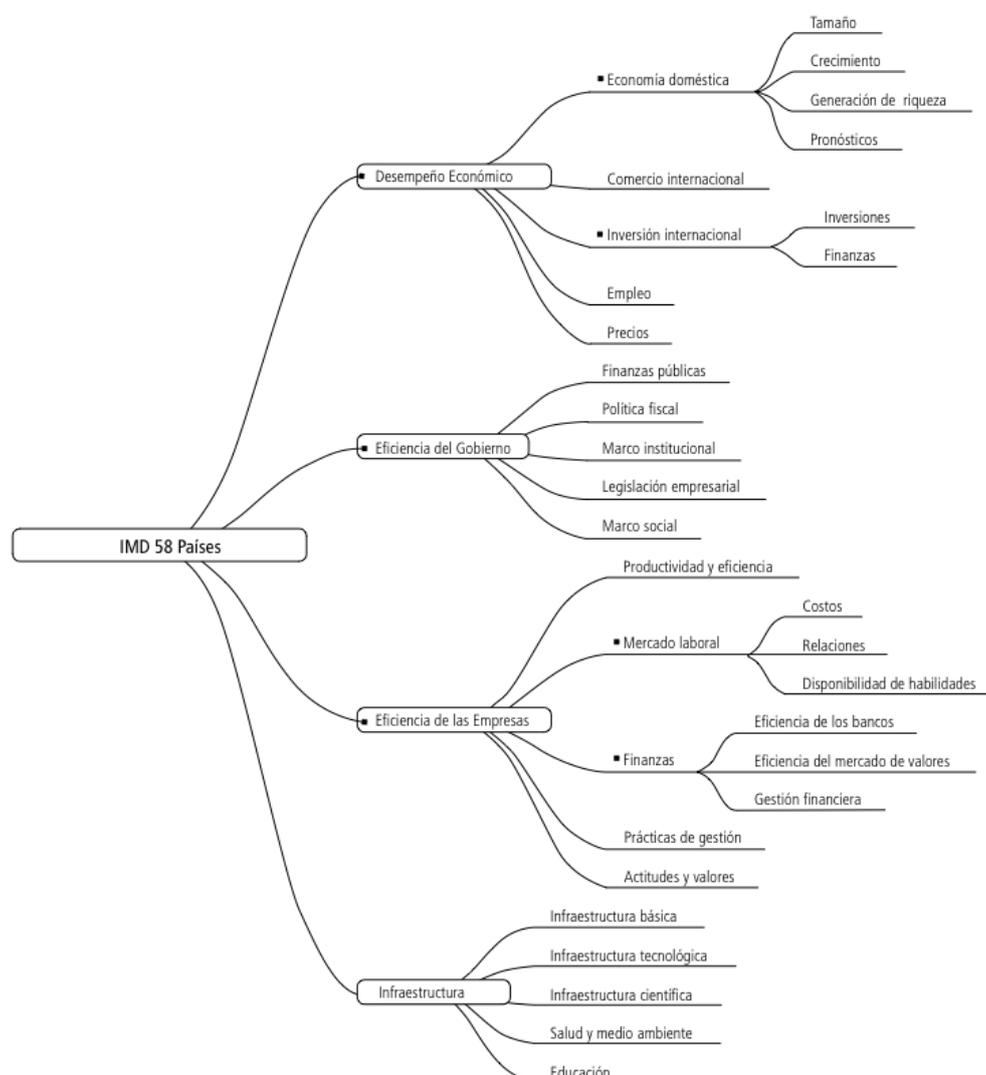


Figura 55. Los cuatro pilares de la competitividad según IMD. Tomado de “Competitividad y desarrollo. Evolución y perspectivas recientes” por GCI, World Economic Forum (WEF). Recuperado de Alarco (2011).

En base a los pilares anteriores, se pueden definir qué factores son relevantes para la industria del gas natural. Según WEF serían los siguientes:

- Manejo de la economía, requerimientos básicos: instituciones, infraestructura, estabilidad macroeconómica.
- Manejo Eficiente: educación superior y capacitación, eficiencia del mercado de bienes, eficiencia del mercado laboral y tamaño del mercado.

- Claves para la innovación: innovación y sofisticación de los negocios.

Según los pilares IMD, los factores relevantes para la industria del gas natural serían los siguientes:

- Desempeño económico: comercio e inversión internacional, economía doméstica, empleo y precios.
- Eficiencia del gobierno: marco institucional, marco social, finanzas públicas.
- Eficiencia de las empresas: mercado laboral, actitudes y valores.
- Infraestructura: básica (puertos, carreteras, vías férreas, aeropuertos), infraestructura tecnología, educación.

9.2 Identificación de las Ventajas Competitivas

Según IPE (2011) y en base a los estudios elaborados por *World Economic Forum* (WEF), el Perú ha logrado ubicarse en el puesto 67 de 142 países. El estudio revela que el Perú tiene ventajas competitivas en (a) desarrollo del mercado financiero, (b) tamaño del mercado y (c) eficiencia del mercado laboral. Sin embargo, presenta desventajas competitivas en (a) infraestructura, (b) salud y educación primaria, (c) instituciones, y en (d) innovación.

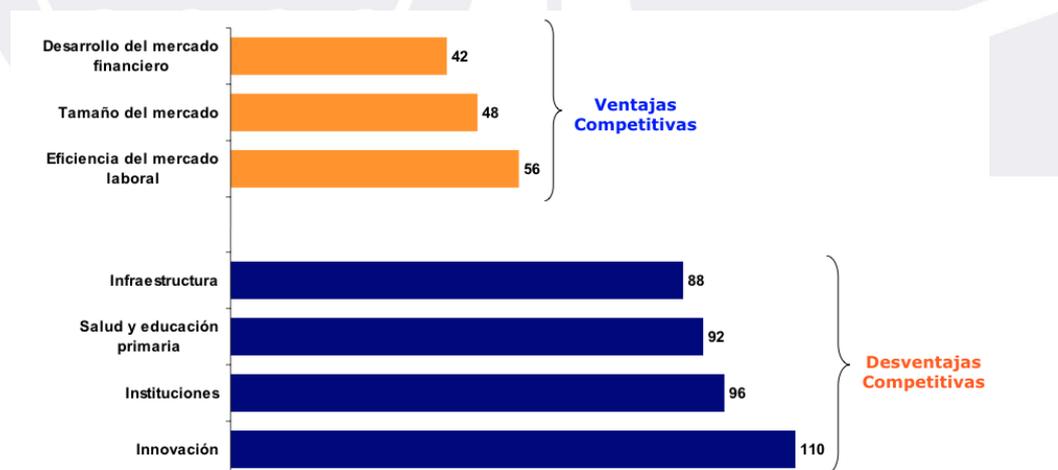


Figura 56. Principales ventajas y desventajas competitivas del Perú según WEF. Tomado de “Reporte de competitividad e índice de competitividad mundial” por el Instituto Peruano de Economía. Recuperado de <http://ipe.org.pe/wp-content/uploads/2010/11/presentacion-reporte-de-competitividad-wef-e-indice-de-competitividad-mundial-imd.pdf>

Por lo tanto, según el anterior reporte, el Perú continúa adoleciendo de desventajas relativas a las tres “I”: instituciones, infraestructura, innovación y, además, al capital humano. De forma similar, el reporte IPE (2011) señala que, según el estudio realizado por *International Institute for Management Development* (IMD), el Perú se ha ubicado en una posición relevante de competitividad, ubicándose en el puesto 43 respecto a 58 países, y en especial respecto a países de la región latinoamericana. Sin embargo, la deficiente infraestructura es su principal falencia. Siguiendo con el análisis del WEF, presentado por IPE (2011), es relevante señalar que, respecto a la industria del gas natural peruano, el pilar de (a) innovación y de (b) capital humano reflejarían factores en contra del desarrollo de la industria y su competitividad, mientras que los factores como (a) tamaño del mercado local y (b) la eficiencia del mercado laboral serían factores a favor de la competitividad.

El pilar de innovación referido a disponibilidad de científicos e ingenieros y a la colaboración entre las universidades en investigación y desarrollo, así como la calidad de las instituciones en investigación científica, serían los detalles que deberían desarrollarse en esta industria.

En el pilar de instituciones, la eficiencia del marco legal en la resolución de conflictos, el favoritismo en decisiones del gobierno y la carga regulatoria, así como la independencia judicial y la confianza en los políticos serían factores en contra de la competitividad de la industria del gas natural. En el pilar de infraestructura, hubo, sin embargo, avances respecto a anteriores años, en especial por las inversiones en puertos. Sin embargo, aún hay un gran trecho que avanzar respecto a países como Chile o Brasil.

Siguiendo con el índice de competitividad mundial, desarrollado por *International Institute for Management Development* (IMD) y presentado en el reporte de IPE (2011), el Perú ya se encuentra en el radar de competitividad, pero aún mantiene deficiencias competitivas en pilares como educación, infraestructura básica, infraestructura tecnológica e

infraestructura científica. Tiene ventajas en el empleo, en finanzas públicas, en precios y en políticas fiscales.

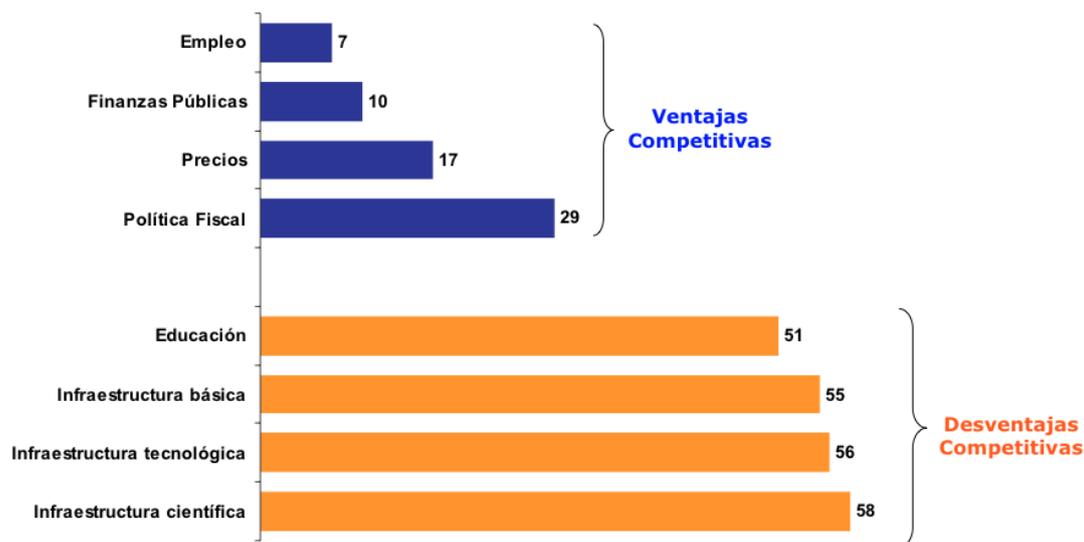


Figura 57. Principales ventajas y desventajas competitivas del Perú según IMD. Tomado de “Reporte de competitividad e índice de competitividad mundial” por el Instituto Peruano de Economía. Recuperado de <http://ipe.org.pe/wp-content/uploads/2010/11/presentacion-reporte-de-competitividad-wef-e-indice-de-competitividad-mundial-imd.pdf>

Finalmente, las ventajas competitivas que se encuentran en base al anterior análisis, además de combinadas con las tendencias encontradas en el análisis PESTE y en la ubicación geográfica del país respecto al continente y al mundo, y que son relevantes para la industria del gas natural serían las siguientes:

- a. Tamaño del mercado local. Existe una definida tendencia de crecimiento de las necesidades energéticas del país y sobre todo de energía en base a gas natural.
- b. Finanzas públicas. La estabilidad macroeconómica y la fortaleza financiera del país hacen propicio el desarrollo de la industria gasífera.
- c. Ubicación del país. La posición geopolítica del Perú respecto a Latinoamérica la convierten en una ventaja competitiva relevante para el comercio internacional de gas natural.

- d. Empleo. Aunque existen problemas en cuanto a la disponibilidad de mano de obra capacitada, existe una clara tendencia del sector educativo en ofrecer oportunidades de desarrollo en la industria del gas natural y en industrias afines. Además, la mano de obra es relativamente económica respecto a otros países.
- e. Disponibilidad del recurso gas. Existen reservas probadas de gas natural que lograrían cubrir la demanda interna de energía por los próximos 20 años.

9.3 Identificación y Análisis de los Potenciales Clusters

Para identificar los potenciales clusters de gas natural en el Perú, es necesario tener en claro la definición de *cluster* o cadena productiva. Se habla de un *cluster* cuando existe un grupo o sistema de empresas e instituciones que desarrollan sus actividades interrelacionadas y en función de una actividad productiva particular o medular a la cual proveen de bienes o servicios, y que están geográficamente concentradas.



Condo, Arturo y Monge, Guillermo. Promoción de clústers en América Latina: la experiencia del CLACDS-INCAE, Mayo 2002. CEN 002.

Figura 58. Definición y componentes del cluster.

Tomado de “Reporte de competitividad e índice de competitividad mundial” por el Instituto Peruano de Economía. Recuperado de <http://ipe.org.pe/wp-content/uploads/2010/11/presentacion-report-e-de-competitividad-wef-e-indice-de-competitividad-mundial-imd.pdf>

Según Zapata (2005), la cadena de valor del petróleo y del gas natural constan de cuatro etapas que son: exploración y extracción, transporte y/o refinación, y, finalmente, distribución y comercialización. En base a esta cadena de valor, una serie de empresas e instituciones participan activamente en la industria del gas.



Figura 59. Cadena de valor del petróleo y del gas natural.

Tomado de “Industria de los hidrocarburos” por el Centro de Estudios de la Actividad Reguladora de Energía, Argentina 2005. Recuperado de <http://ceare.org/materiales/jm4.ppt>

Cabe señalar que, según Ramírez (2010), el gas natural en un mercado libre no siempre es competitivo, por lo que es necesario establecer políticas regulatorias como precios de gas regulados, garantías de red principal, subsidios cruzados en la distribución, fondos de momento para financiar proyectos no viables económicamente.

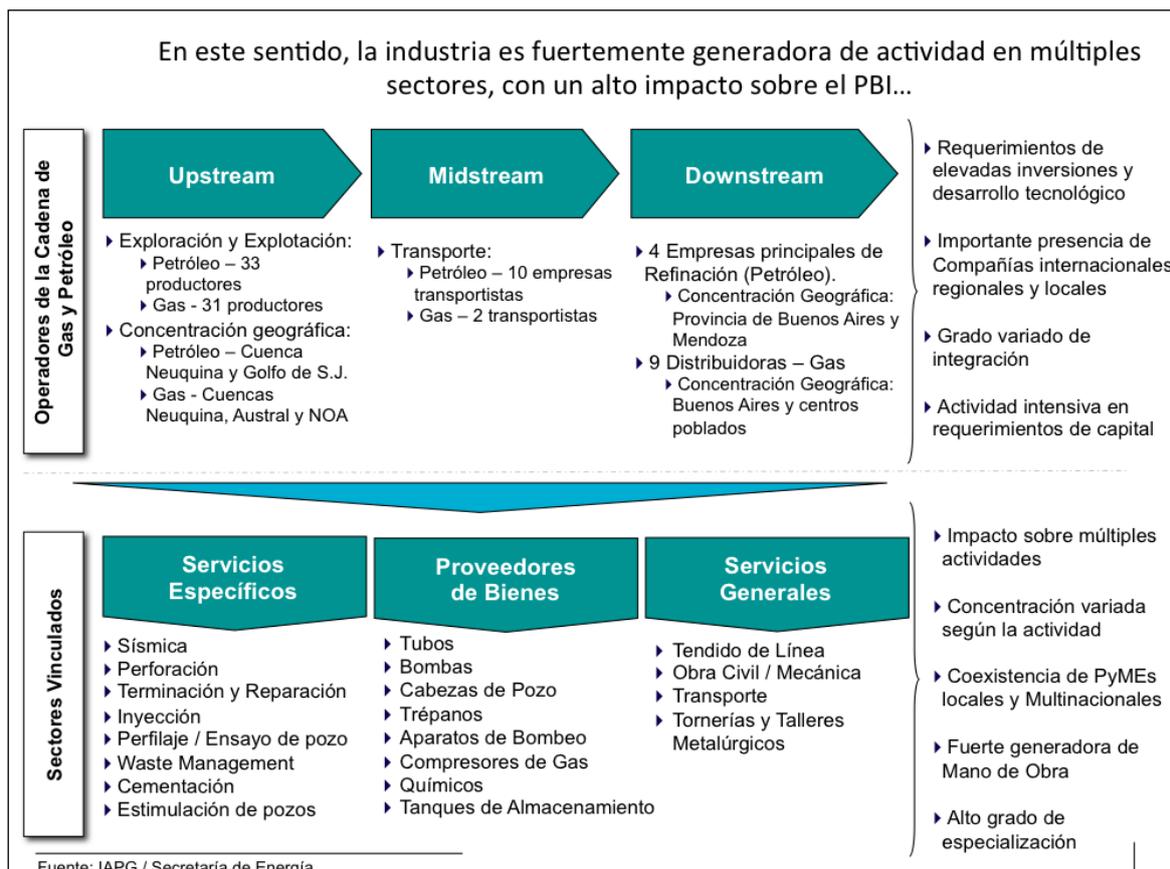


Figura 60. Empresas involucradas en la cadena de valor. Tomado de “Industria de los hidrocarburos” por el Centro de Estudios de la Actividad Reguladora de Energía. Argentina 2005. Recuperado de <http://ceare.org/materiales/jm4.ppt>

Además, se concluye que Perú recién ha entrado a utilizar el gas natural, por lo que el mercado local es aún pequeño comparado con mercados como los de Argentina y Chile en el sur, o con mercados especialmente desarrollados como en Colombia, el sur de Brasil y Venezuela.



Figura 61. Gasoductos en Latinoamérica.

Tomado de “El mercado del gas natural y la influencia de los precios del petróleo” por Latin Energy. Setiembre 2010. Recuperado de http://www.latinenergy.net/pdf/documentos/mercado_gas_natural.pdf

Ramírez (2010B) señala, además, que la naturaleza gaseosa del producto influye en el costo del transporte, por lo que es un negocio rígido, sujeto en mayor parte a los ductos de gas natural y que limita, por lo tanto, su distribución a una distancia económica. Por lo tanto, el mercado de gas natural es considerado un *commodity* local o regional.

Se concluye de lo anterior que los potenciales clusters tendrán que cubrir las siguientes características: (a) deberán estar cercanas a los gaseoductos o extractoras y (b) deberán tener un mercado potencial económicamente viable. Sin embargo, estos dos puntos no suelen coincidir, en especial en el Perú, por lo que cabe destacar un tercer punto que haría viable los clusters: deberá existir una promoción de parte del Estado en base a garantías de red principal, subsidios cruzados en la distribución y fondos de momento para financiar proyectos no viables económicamente. Lo anterior pasa necesariamente por desarrollar una unidad central de planeamiento energética que permita el desarrollo de estos clusters y, por

consiguiente, de la industria gasífera regional y local. Según Ramírez (2010B), en el Perú, aún no existe una unidad de planeamiento semejante.



Figura 62. Estructuras regulatorias en Colombia, Perú y Brasil.

Tomado de “El mercado del gas natural y la influencia de los precios del petróleo” por Ramírez, 2010. Recuperado de http://www.latinenergy.net/pdf/documentos/mercado_gas_natural.pdf.

A pesar de lo anterior, el gobierno peruano está fomentando la ampliación de las redes de gas natural. A partir de los proyectos de ampliación, se pueden detectar posibles clusters o cadenas productivas, como las que se detallan a continuación (Ramírez, 2010B).

- a. Cluster de la Costa norte. En base al Gasoducto Chimbote, se abastecería de gas natural a las ciudades al sur de Chimbote como Casma, Huarney, Paramonga, Huacho, y a ciudades de la sierra como Tarma, La Oroya, Huancayo, Huancavelica y Ayacucho.
- b. Cluster del gaseoducto del Sur Andino. Abastecería de gas natural a Ilo, Moquegua, Juliaca y Cusco.
- c. Cluster de Ica. A partir de la ciudad de Humay, se traza un ducto para abastecer las ciudades del departamento de Ica.



Figura 63. Sistema de transporte nacional de gas natural.
Tomado de “El mercado del gas natural y la influencia de los precios del petróleo” por Latin Energy. Setiembre 2010. Recuperado de http://www.latinenergy.net/pdf/documentos/mercado_gas_natural.pdf

Finalmente, cabe señalar que, en el sur, resultarían favorecidas alrededor de más de 200,000 viviendas, lo que equivale a más de 1 millón de personas con el servicio de gas natural.



Figura 64. Concesiones del Gasoducto Andino del Sur.

Tomado de “El mercado del gas natural y la influencia de los precios del petróleo” por Latin Energy. Setiembre 2010. Recuperado de http://www.latinenergy.net/pdf/documentos/mercado_gas_natural.pdf

9.4 Identificación de los Aspectos Estratégicos de los Potenciales Clusters

Según el análisis anterior, los aspectos estratégicos de los potenciales clusters deberán estar especialmente relacionados con la naturaleza rígida y de red del gas natural, su dependencia a los ductos y la existencia de potenciales mercados que necesitan ser desarrollados y, por lo tanto, promovidos por el Estado. Al ser una actividad económica intensiva en infraestructura e inversión, queda claro que los márgenes operativos son relativamente bajos y que la recuperación de la inversión es la usual en este tipo de industrias, es decir, con horizontes de 10 a 20 años. Además, la diversificación comercial del producto y la constante exploración de yacimientos son las fuerzas impulsoras que definirían el perfil estratégico de esta industria.

9.5 Conclusiones

En base al análisis anterior, se concluye que el Perú tiene un potencial gasífero aún por desarrollar y que depende en especial medida del desarrollo de los mercados

residenciales, industriales y en especial de generación eléctrica. Por esa razón, deberán desarrollarse los clusters de manera integral, bajo el paraguas de un plan de desarrollo energético articulado con las políticas del Estado. Por esa razón, el Estado debe articular un organismo que defina, ejecute y encause políticas de Estado orientadas al fomento de la industria del gas natural peruano.



Capítulo X: Conclusiones y Recomendaciones

10.1. Plan estratégico Integral

Según D'Alessio (2008), el plan estratégico integral es un resumen que puede ayudar al control del proceso estratégico y a los reajustes necesarios si estos fueran requeridos. Tener una visión integral del plan es fundamental, por lo que mientras más detallado se presente mejor será su seguimiento. A continuación, se presenta una Tabla que resume el plan estratégico elaborado en la presente tesis.

10.2. Conclusiones

Al principio de la presente tesis, se ha determinado el estado actual de la industria del gas natural y cómo esta se ha tornado relevante en la última década, gracias al desarrollo del proyecto Camisea. Sin embargo, se ha establecido que su influencia en el aspecto social de este recurso aún no ha sido desarrollada y cada año se torna relevante debido a los conflictos sociales.

1. Queda claro que el consumo de gas natural trae beneficios económicos, sociales y ambientales e incluso políticos, por lo que el trazar estrategias de Estado para un desarrollo armónico del consumo del recurso será un factor relevante de paz social y prosperidad económica.
2. Sin embargo, la industria del gas natural tiene también limitaciones sobre todo en su alcance. No se puede trazar tuberías de gas natural más allá de su “distancia económica” y esta no suele pasar de 2000 kilómetros. Se están desarrollando cada vez mejores tecnologías de transporte, inclusive, existen propuestas de usar gasoductos virtuales de gas licuado. Además, las políticas de la industria deben asegurar la continuidad del servicio, inclusive, en el escenario donde las reservas se agoten y el país se convierta en un importador de gas natural.

Tabla 25

Plan Estratégico Integral

Misión: "Proveer al mercado peruano y extranjero con gas natural y derivados mediante el uso de tecnologías eficientes y amigables con el medio ambiente y con especial énfasis en el desarrollo sostenible de la industria del gas natural peruano"	Visión: "Ser en el año 2024 la principal industria proveedora de energía del Perú en distribuir y entregar energía económica y ecológica"						Valores: Respeto por la sociedad y el medio ambiente Desarrollo sostenible Seguridad de los clientes, trabajadores y terceros Promoción de las mejores prácticas y estándares Conformidad con las leyes y regulaciones Desarrollo de tecnología y conocimientos locales Entender la naturaleza escasa de los recursos naturales Código de Ética La seguridad ante todo. Compromiso con el medio ambiente y las comunidades involucradas Contribuir con ofrecer energía accesible y confiable sobre todo a la sociedad peruana Compromiso con el respeto a las leyes locales y los estándares nacionales e internacionales
Intereses Organizacionales	Objetivos de Largo Plazo						Principios Cardinales
Promover la inversión privada sostenible Desarrollar la industria y el mercado de gas natural Fomentar la competencia Incrementar el consumo de gas natural Desarrollar la industria petroquímica Lograr una mejor estructura de precios Promover el uso del gas de manera ecológica y amigable con el medio ambiente	Lograr que el gas natural pase a representar del 15% (2010) al 33% del aporte energético para el año 2024.	Masificar el uso del gas natural para consumir de 3.6MMm ³ (2010) a 10MMm ³ anuales para el año 2024.	Incrementar el número de usuarios residenciales de los actuales 50,000 a 2 millones para el año 2024.	Incrementar el número de vehículos con GNV de los actuales 110,000 a 1,000,000 para el año 2024.	Incrementar la exploración de gas no convencional para incrementar las reservas nacionales de 12 TCF a 15 TCF para el año 2024.	Cuadruplicar la capacidad de distribución de los gasoductos de 500 MPC por día a 2000 MPC por día para el año 2024.	(a) Promoción de la inversión privada, (b) promoción del desarrollo de la industria del gas natural y del mercado del gas natural en el Perú, (c) fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas, (d) incrementar el consumo del gas natural, (e) promover el desarrollo de la Industria Petroquímica, y (f) lograr una mejor estructura de precios de los combustibles a partir de la promoción de la libre competencia.
Estrategias							Políticas
1. Aumentar el mercado interno de usuarios residenciales	X	X	X			X	Fomento y creación mercado de gas natural por parte del Estado, en especial del ente regulador (OSINERMINING) Ofrecer talleres y seminarios para ingenieros petroquímicos Descentralizar las actividades de captación y capacitación Reclutar mediante alianzas con universidades Promover al personal peruano sobre el extranjero Fomentar la investigación en las universidades Medición de calidad del servicio a usuarios residenciales y usuarios de GNV Especial atención a los asuntos ambientales y a los problemas relacionados con el medio ambiente Constante actualización del personal respecto a nuevas tecnologías de exploración y explotación Especial atención al "tercero involucrado", es decir, a la relación de la industria con el medio ambiente y con las comunidades
2. Incrementar el mercado de gas natural vehicular	X	X	X	X		X	
3. Incrementar el uso del gas en generación eléctrica	X					X	
4. Incrementa el uso del gas en generación eléctrica	X				X	X	
5. Asegurar un suministro confiable y abundante	X	X	X	X		X	
6. Realizar los ductos de distribución para el acceso y consumo de GN para la población	X	X	X	X		X	
7. Mantener y mejorar la competitividad de la industria	X				X		
8. Incrementar los precios de venta del Gas Natural a valores sostenibles		X	X	X		X	
9. Construir alianzas para promover el desarrollo	X	X	X	X	X	X	
Recursos	Objetivos de Corto Plazo						Tablero de Control - Indicadores
Inversión en los planes de posicionamiento y marketing por parte del ente regulador. Promoción de la inversión en centrales termoeléctricas y redes de interconexión eléctrica Recursos destinados a promover la conversión del transporte público a GN Inversión en becas de perfeccionamiento de técnicos en GN Inversión para la promoción de grifos de GN Inversión en la promoción de transportadoras de GN	OCP1.1. Transformar del 0.1% al 75% del transporte público de Lima para usar GNV en los siguientes 8 años.	OCP2.1. I Instalar nuevas centrales termoeléctricas para duplicar la producción (pasar a 3,000MW/h) en los próximos cinco años.	OCP3.1. Fomentar la homologación de técnicos instaladores de gas natural incrementando el número de los actuales 200 al cuadruple en los siguientes cinco años	OCP4.1. Instalar 50 grifos de gas natural con separación de 50 Km a lo largo de la Carretera Panamericana en los siguientes cinco años.	OCP5.1. Promover la generación de talento humano en nuevas tecnologías de producción de gas natural no convencional, mediante 100 becas de post-gradó, a los egresados de Ingeniería Petroquímica o similares en los siguientes cinco años.	OCP6.1. Triplicar la capacidad de los gasoductos que llegan a la ciudad de Lima para pasar de 400 MPC a 1200MPC en los siguientes cinco años.	Internos OCP1.1.b Crecimiento del transporte año a año OCP1.1.c Porcentaje de vehículos que funcionan con GNV OCP2.3.b Medición de la masa probable de consumidores de GN en términos de ingresos posibles por ventas OCP3.1.a Número de técnicos homologados en GN por año OCP3.1.b Número de puestos de trabajo de técnicos en GN OCP3.3a Medición del impacto y posicionamientos de nuevas técnicas de consumo de gas natural OCP5.1.a Cantidad de tesis y trabajos de Investigación en tecnologías sobre gas natural no convencional OCP6.1.a Transporte mensual en MCP de gas natural
Promoción de la exploración de nuevas reservas de GN Subvención en la instalación de GN residencial para ciudades cercanas a los centros de producción Posicionamiento y promoción en el uso del GN Subvención en la instalación de grifos de GN en las principales carreteras Intercambio tecnológico en tecnología de GN no convencional	OCP1.2. Explorar fuentes de gas natural para incrementar en 25% las reservas actuales de 12TCP a 15TCP durante los próximos cinco años.	OCP2.2. Instalar 1000 Km de nuevo gasoducto en los próximos 2 años para suministrar gas natural hacia las principales ciudades del sur del Perú.	OCP3.2. Mejorar la comunicación para posicionar al gas natural como seguro, económico y saludable en los siguientes cinco años.	OCP4.2. Instalar grifos de gas natural en las principales ciudades de la Sierra y Selva del Perú en los siguientes cinco años.	OCP5.2. Promover la inversión en yacimientos de gas natural no convencional mediante incentivos, comunicación y publicidad en los siguientes diez años.	OCP6.2. Construir gasoductos para las ciudades del sur del país, con el fin de transportar hasta 400 MPC en los siguientes cinco años.	OCP1.2.a Porcentaje actual de reservas de gas natural respecto a otras fuentes de energía OCP1.2.b Incremento anual de reservas de GN OCP1.3.a Eficiencia año a año de las centrales termoeléctricas OCP2.2.a Costo del kilómetro de gasoducto pasado OCP2.2.b Consumo de gas natural residencial en ciudades OCP2.2.c Posicionamiento y medición de la actitud del futuro consumidor de gas natural OCP3.2.b Medición del posicionamiento obtenido entre el público objetivo, mediante encuestas y focus groups OCP4.1.a Número de grifos de gas natural vehicular en carretera, y crecimiento anual OCP4.1.b Posicionamiento del consumidor respecto a esta propuesta OCP4.2.a Medición de la inversión publicitaria en el uso del servicio de gas natural descentralizado OCP4.3.c Datos de importación de vehículos, antes y luego de la reducción de aranceles. OCP6.4.a Número de eventos promovidos por la fundación OCP6.4.b Medición de los objetivos cumplidos: posicionamiento, tareas logradas, metas por cumplir OCP4.2.b Medición de las expectativas y actitudes de los posibles consumidores OCP4.2.c Medición del crecimiento de la instalación de grifos de gas natural descentralizado. OCP4.3.a Ventas en autos preparados de origen en gas natural OCP5.2.a Cantidad de yacimientos descubiertos anualmente de gas natural no convencional OCP5.2.b Medición de las reservas en función de la tecnología actual.
Promoción de la conversión de centrales térmicas a ciclo combinado Subvención en la instalación de gasoductos populares Subvención en la instalación de cocinas populares a GN Aranceles reducidos de importación de equipos y kits de conversión de GN	OCP1.3. Aumentar la eficiencia de las centrales termoeléctricas de ciclo convencional del 30% al 55%, pasándolas a operar en ciclo combinado en los próximos cinco años..	OCP2.3. Instalar 1000 km de nuevo gasoducto en los próximos 2 años para suministrar gas natural hacia las principales ciudades del norte del Perú.	OCP3.3.Favorecer el desarrollo e investigación en productos que consuman GN mediante políticas de promoción en 10 años.	OCP4.3. Reducir en un 50% los aranceles de importación de vehículos nuevos que vengas preparados de fábrica para el uso de gas natural en los siguientes 5 años.	OCP5.3. Apoyar el inicio de la producción de gas natural no convencional en las fuentes ya descubiertas en el norte peruano dentro de los siguientes cinco años.	OCP6.3. Desarrollar centrales termoeléctricas en el sur del país con el fin de asegurar la demanda de GN en los siguientes 5 años.	Financiera OCP2.3.a Medición de inversión en publicidad para mejorar el posicionamiento del consumo de GN en las ciudades destino OCP3.1.c Medición de la inversión publicitaria en posicionar recursos humanos OCP3.2.a Medición de la inversión publicitaria en posicionamiento de GN como seguro, económico y saludable OCP4.3.b Medición de la inversión publicitaria en posicionar vehículos de gas natural en Lima y otras ciudades OCP5.1.b Inversión de parte de las empresas y el estado en la capacitación de talento humano en gas natural no convencional OCP5.3.a Inversión en producción de gas natural no convencional. OCP5.3.b Relación de la inversión per cápita respecto a países productores como Norte América OCP6.3.c Precio del KW generado por gas natural vs precio del KW generado por central hidroeléctrica OCP6.3.d Eficiencia térmica de la central
Promoción de la inversión en centrales termoeléctricas Promoción en la inversión de nuevas tecnologías o intercambio tecnológico en GN	OCP1.4. Instalar nuevas centrales termoeléctricas para duplicar la producción y pasar a 3,000MW/h en los próximos cinco años.						Clientes OCP1.3.b Cantidad total y porcentaje de centrales termoeléctricas, divididas por tipo de ciclo (combinado o abierto) OCP1.4.a Crecimiento mensual y anual de nuevas centrales térmicas OCP2.1.a Consumo de energía eléctrica dividido por fuentes (hídrica, gas natural, petróleo, otras fuentes) OCP2.1.b Consumo de gas natural por generación termoeléctrica

3. Como tendencia mundial, a lo largo de los años, el petróleo ha ido disminuyendo su participación porcentual en la matriz energética a nivel mundial, a diferencia del gas natural, que ha incrementado su participación, debido al incremento en el precio del petróleo y a la búsqueda de energías alternativas. Países de la OECD, como China, India, entre otros, sobrepasarán en consumo comparado con países de la OECD (Estados Unidos, Canadá, México), debido a que estos países tienen infraestructuras establecidas y rígidas, y sus industrias están creciendo en torno a los servicios más que a los de uso intensivo de energía.
4. Las tendencias descritas indican que en el 2030 China será el mayor consumidor de energía con el 20.7% de participación a nivel mundial. Estados Unidos consumiría el 18.7%. En Latinoamérica, Brasil es, actualmente, el mayor consumidor con el 1.9% del consumo mundial y casi el 40% del consumo latinoamericano. Perú apenas representa el 0.1% del consumo mundial y el 2.7% a nivel latinoamericano. Brasil, en el 2030, consumirá 2.4% del nivel mundial y el 41% de Latinoamérica.
5. Rusia tiene el 27% de las reservas mundiales, seguidas de Irán (15%) y Qatar (14%). Las de mayor consumo, sin embargo, son Europa y Eurasia (38%), seguidos de Norteamérica (37%). En Estados Unidos, el consumo de gas natural es sobre todo para la industria, luego para la generación eléctrica y al final para el sector industrial. El mayor importador de gas natural es Estados Unidos con el 18.6% de la producción mundial. Trinidad y Tobago, un pequeño país ubicado al norte de Sudamérica y muy cerca de Venezuela, es su principal proveedor, quien le ofrece gas licuado natural.

6. Respecto a las tecnologías aplicables en el desarrollo del gas natural, estas serán sobre todo las que destaquen la eficiencia en el transporte y en el uso final en el destino. Los gasoductos físicos son el medio más económico, aunque los gasoductos virtuales de gas natural licuado pueden ser utilizadas también, aunque con mayores costos de inversión y la dependencia en infraestructura de carreteras, gran debilidad en cuanto a competitividad del país.
7. Sin embargo, estas tecnologías enfrentan un escenario en el 2030 que probablemente las vuelva obsoletas, debido a la tendencia mundial al uso de energía renovable y eficiencia operativa en el consumo de esta. Es probable que las generadoras eléctricas terminen por ubicarse muy cerca de los pozos de gas natural o a los puertos donde llegaría el LNG para luego transportar energía eléctrica en vez de trazar gasoductos. Cabe señalar que el gas natural seguirá siendo la materia prima para la industria petroquímica en especial en el 2030.
8. Se determinó que internacionalmente los expertos encuentran los factores tecnológicos y económicos como más relevantes para la industria del gas natural. En comparación, en Perú, los factores políticos y económicos son relevantes si se consideran los factores tecnológicos. Se debe dejar en claro que el Perú es un receptor de tecnología más que un generador de esta.
9. También se concluye que existen grandes expectativas en cuanto al uso del gas natural sobre todo en el sur del país. Llega a ser contradictorio para las poblaciones cercanas al proyecto Camisea que estas no cuenten con acceso al gas natural. Se concluye, por ello, que el Estado deberá priorizar la inversión en infraestructura local, aunque ello implique crear mecanismos de subsidio económico con el fin de asegurar la viabilidad de estos proyectos.

10. En opinión de los expertos, estos gaseoductos deberán permitir el desarrollo de las regiones aledañas a los proyectos de gas natural. Además, los expertos consideran que los gaseoductos deberán ser financiados en gran medida por la empresa privada. Sin embargo, el Estado deberá promover los mercados locales mediante subsidios. Se concluye, entonces, que sería más beneficioso en términos sociales y políticos el asegurar el abastecimiento de gas natural para el uso interno y priorizar este consumo sobre la exportación.
11. Queda claro también las expectativas sociales generadas en torno al gas natural, las políticas que el sector deberá seguir y la necesidad de una visión al 2032 respecto a la industria. Se determinó que la industria deberá orientar sus esfuerzos a asegurar el desarrollo de las regiones del país y de su población, y deberá aprovecharse estas reservas como motor impulsor del desarrollo económico y social del Perú.
12. Sin embargo, no existe aún un ente que formule de manera horizontal y transversal las políticas que el sector de gas natural necesita. OSINERGMIN sería la institución llamada a formular y supervisar las políticas del sector; sin embargo, existe un desfase entre sus objetivos y las expectativas de la población y los integrantes de la cadena de la industria de gas natural. Queda pendiente, entonces, establecer un ente del gobierno que tenga un rol protagónico en el desarrollo del plan energético del país y sea el promotor del desarrollo de la cobertura de servicios energéticos del país.
13. Cabe señalarse que el Perú adolece de un déficit en cuanto a infraestructura, en especial en puertos, carreteras, vías férreas y también en cuanto a educación y salud. La sostenibilidad del desarrollo económico depende de una infraestructura

que haga al Perú competitivo a nivel mundial. La industria del gas natural es muy sensible a este aspecto.

14. Otro tema relevante para la industria del gas natural es el nivel de innovación y aprendizaje de su población, de las universidades y centros tecnológicos y de las empresas que participan en la industria del gas natural. Al 2032, se espera que el nivel técnico del país sea superior al actual. Sin embargo, la tecnología de la energía está cambiando rápidamente y el fortalecimiento de estas habilidades deberá ser un rol permanente como política de Estado. Deberá fortalecerse una comunidad local de expertos en temas legales y técnicos de regulación, de tecnología gasífera, de inversión en proyectos de gas natural y de expertos en operaciones en planta, en generación eléctrica, y en tecnología de distribución y consumo del gas natural.

15. Respecto a las reservas de gas, el Perú ha pasado a tener reservas convencionales equiparables a países como Bolivia o Colombia. Sin embargo, su industria, en especial el mercado de gas natural, está en franco crecimiento y todavía queda un gran trecho por recorrer. En comparación, Argentina es el mayor consumidor de GN en Latinoamérica con más de 50 años de experiencia en el uso y consumo de gas natural.

16. Sin embargo, los verdaderos mercados de gas natural se encuentran en el hemisferio norte, en especial en Europa del Este (Rusia y países de la ex Unión Soviética), y en el medio oriente, como Irán, Irak y los países cercanos al Golfo Pérsico. Las reservas latinoamericanas no sobrepasan el 5% de las reservas mundiales.

17. En términos de consumo, igualmente, se concluye que los países industrializados son los mayores consumidores. Sin embargo, no existe relación clara entre

consumidores y productores. Es decir, los países consumidores, en su mayoría, no son del todo productores. Tal es el caso de los países de Asia y Japón, quienes, sin reservas reales de gas natural, se dedican a importar el GN de países tan lejanos como Trinidad y Tobago, o del Medio Oriente.

18. Perú tiene interesantes perspectivas de convertirse en un país exportador de gas natural. Sin embargo, el tema siempre tiene un componente político y social totalmente relevante, por lo que incrementar la producción para la exportación debe siempre evaluarse luego de cubrir y asegurar la demanda interna y posicionar el gas natural como una alternativa económica, segura, extendida y accesible a la población, sobre todo de bajos recursos.
19. Se destaca la continuidad del proyecto Camisea y sus logros; sin embargo, también señala la falta de visión y de políticas a largo plazo, y, en especial, el fenómeno de precios bajos que a la larga trajeron exportaciones a bajo precio, consumo eléctrico elevado y barato, y una crisis en la cadena productiva del gas natural en el 2004 y 2009. En ese año, el Perú consumía tanto gas natural como el proyectado para el 2015, lo que generó la necesidad de renegociar los contratos de transporte y distribución.
20. La generación total de energía eléctrica fue de 19,040 GWh de origen hidráulico, lo que representó el 59% del total generado y 13,402 GWh de origen térmico que representó el 41% del total. La energía eléctrica de origen térmico creció el 29% entre 2007 y 2008, mientras que la generación de origen hidráulico disminuyó en 3.1%. En suma, las participaciones por fuente en el mercado eléctrico fueron 32% con gas natural, 61% con fuente hídrica, 4% con diesel y 3% con carbón.
21. Cabe señalar que lo ocurrido en Camisea, en estos últimos cinco años, refleja la falta de políticas claras en el sector donde se favorezca a los factores sociales y

económicos del país y, a la vez, de manera balanceada y adecuada, se asegure la continuidad y sostenibilidad de los proyectos e inversiones.

22. También, se ha señalado que el consumo del gas en el sector residencial ha sido menor al inicialmente proyectado, y mayor en los sectores eléctrico e industrial. Ha ingresado con éxito en el sector transporte y se prevén inversiones en petroquímica, además de privilegiarse la exportación que el consumo interno.
23. Sin embargo, proponer el desarrollo de otros potenciales mercados internos regionales, como la zona surandina y la Costa norte del Perú, debe pasar previamente por el aseguramiento y el reconocimiento de nuevas reservas de gas natural. Asegurar estas exploraciones, sin embargo, pasa por asegurar un esquema de precios competitivo y sostenible, que asegure rentabilidad a los consorcios gasíferos, y que pase necesariamente por una rentabilidad social, es decir, por beneficios de mediano y largo plazo de las poblaciones locales y aledañas a los proyectos gasíferos.
24. En base a la promoción de la exploración y descubrimiento de nuevos yacimientos de gas natural, se podrán desarrollar cadenas productivas (clusters) alrededor de los proyectos gasíferos y que fomenten el desarrollo regional y local. La naturaleza de estos clusters estará influenciada por el nivel de reservas locales y las posibilidades de crecimiento del mercado local y regional. Fomentar el consumo es tan importante como fomentar la exploración y producción, por lo que las políticas de Estado buscarán también el fomentar la creación de polos productivos cercanos a los ductos gasíferos.

10.3. Recomendaciones

Se propone la implementación del presente plan estratégico en base al análisis desarrollado. Para lograr implementar el presente plan el rol del Estado como promotor y

regulador de la industria es central. Debido a la naturaleza sumamente compleja, a los elevados montos iniciales de inversión y a lo sensible que es el tema del recurso natural respecto al futuro social y económico del país, lo más importante para el Estado es el formular políticas claras para el sector con el fin de:

1. Promover y desarrollar el mercado del gas natural en Perú en base al presente plan estratégico.
2. Debe haber especial énfasis en el transporte y distribución del gas natural, sobre todo, porque es el transporte y la distribución lo que genera mayores costos respecto al consumidor final.
3. Asegurar el suministro energético y la diversificación de la matriz energética.
4. El uso del gas natural debe permitir el reducir la importación de petróleo y, por consiguiente, ser una oportunidad de desarrollo social y económico del país.
5. Debe haber una orientación regional del consumo del gas natural.
6. Ello implica explorar y encontrar más reservas de gas, desarrollar los mercados locales alrededor de las tuberías y favorecer a las regiones más que a la Costa o a la ciudad de Lima.
7. Existe una tendencia mundial a preferir el transporte y distribución de energía eléctrica más que a la construcción de gasoductos. Por esa razón, se recomienda promocionar tecnologías de conversión gas/electricidad eficientes, tales como las termoeléctricas de ciclo combinado, así como el trazado de líneas de alta tensión y de mayor eficiencia.
8. En base a lo anterior, la electrificación rural podría ser más efectiva que el trazado de tuberías de gas, por lo que se recomienda objetivos de corto plazo en cuanto a generación eléctrica en base a gas natural y al trazado de redes eléctricas, sobre todo para las poblaciones más alejadas.

9. Además, se recomienda reevaluar el proyecto en sus variables: reservas, usos y políticas. Los sectores prioritarios a atender deberán ser el residencial, luego el transporte y, finalmente, la industria.
10. Deberá, así mismo, reformularse las políticas de precios. En sí un precio bajo de generación eléctrica podría generar crisis energéticas, como la acontecida en el 2004. Los precios deberán generar sostenibilidad de la cadena productiva de gas natural.

Por lo tanto, gran parte de las recomendaciones de la presente tesis, de las estrategias y políticas formuladas y de los recursos asignados tienen que ver con un ente central, con origen en el Estado, que plantee, supervise y controle las políticas energéticas y en especial las políticas del sector.

Según el análisis planteado y las entrevistas a expertos, esta no es una labor fácil, pero sí una labor obligatoria. El Estado es el llamado a la regulación y fortalecimiento del sector en miras de paliar la volatilidad del suministro energético que con seguridad afectaría el crecimiento del país.

10.4. Futuro del Gas Natural en el Perú

Para tener una mejor visión y entendimiento de lo que le espera a la industria del gas natural peruano fue importante realizar entrevistas a distintos expertos involucrados en la industria. Según Edgar Ramírez Cadenillas, gerente general de Latin Energy SAC, una empresa dedicada a la consultoría en temas de regulación e implementación de gas natural, señaló que en el Perú realmente no existe una política clara y definida en cuanto al gas natural. Por ello, existen distorsiones en, por ejemplo, el precio de venta del GNL a México y el precio de venta que podría obtenerse en otros mercados.

Ramírez señala, además, que una política de Estado es la norma en países cercanos como Argentina o Chile, claramente importadores de gas natural que, sin embargo, han

logrado palear el problema de sus escasas reservas en base a políticas claras. Es importante señalar que la infraestructura que se construya, por lo tanto, en el Perú, respecto a GN, debe estar diseñada para el caso en que las reservas queden escasas o nulas, es decir, se debe estar preparados para que la infraestructura no dependa de las reservas actuales.

Ramírez también señala que es importante partir de la medición del mercado actual y de las perspectivas de este. El mercado más grande para el GN es la generación eléctrica, seguido del consumo en industrias, sobre todo intensivas en energía, y luego el uso residencial y vehicular. Sigue siendo verdad, a pesar de las reservas, que usar gas natural en el Perú trae ventajas, como menores costos y mejor calidad ambiental. Por lo tanto, es menester del Estado el plantear políticas para incrementar el crecimiento y fortalecimiento del mercado, así como el prever y diversificar el consumo energético.

Finalmente, cabe concluir que el futuro del gas natural peruano está íntimamente ligado a las políticas que el Estado logre formular dentro de la cadena de valor, y que logren posicionar en la población las ventajas y atributos favorables del consumo de este hidrocarburo. Los factores políticos y económicos son los relevantes en el país, por lo que debería trabajarse estos factores en primer lugar, para luego asegurar una continuidad y sostenibilidad de la industria en base a investigación y tecnología, que va de la mano con el desarrollo del recurso y el talento humano.

Referencias

- Alarco(2011). *Competitividad y desarrollo. Evolución y perspectivas recientes*. Alarco, Germán; Anderson, Carlos; et al. CENTRUM Católica, Centro de Negocios de la Pontificia Universidad Católica del Perú. 2011
- Alfaro (2010). La modernización de los sistemas de transporte y distribución de gas natural. Irene Alfaro. *La revista del Gas Natural*. Recuperado de http://larevistadelgasnatural.osinerg.gob.pe/articulos_recientes/files/archivos/35.pdf
- Alto Nivel (2012). *Gas de esquisto, ¿el próximo petróleo?* Recuperado de <http://www.altonivel.com.mx/18400-gas-de-esquisto-el-proximo-petroleo.html>
- América Economía (2011). *Sueños petroquímicos: el nuevo potencial de Perú*. Recuperado de <http://opsur.wordpress.com/2010/01/01/suenos-petroquimicos-el-nuevo-potencial-de-peru/>
- Andina (2008). *BID firma contratos por US\$ 800 millones para financiar proyecto de exportación de gas natural de Perú LNG*. Recuperado de <http://www.andina.com.pe/Espanol/Noticia.aspx?id=RwInPWPwF20=>
- Andina (2011). *Producción acumulada de gas natural correspondiente al período enero – mayo crece en 160.70%*. Recuperado de <http://www.pysnnoticias.com/2011/06/13/produccion-acumulada-de-gas-natural-correspondiente-al-periodo-enero-mayo-crece-en-160-70/>
- APOYO Consultoría (2012). *Propuesta de Implementación del Plan de Chatarrero para Vehículos de Transporte Público*. APOYO Consultoría S.A.C. Recuperado de http://www.apoyoconsultoria.com/SiteAssets/Lists/JER_Jerarquia/EditForm/Ver%20e-studio.pdf

- BCR (2011). *Reporte de inflación*. Banco Central de Reserva del Perú. Recuperado de <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2011/marzo/Reporte-de-Inflacion-Marzo-2011.pdf>.
- BCR (2009). *Gas Natural en el Perú. Balance oferta-demanda y Perspectivas*. Revista Moneda. Banco Central de Reserva del Perú (1009). Recuperado de <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/Moneda-145/Moneda-145-09.pdf>
- Bandarian (2009). *Extrativismo y sociedad de desarrollo*. Recuperado de <http://extractivismo.com/documentos/capitulos/BarandiaranExtractivismoSociedadDesarrollo09.pdf>
- Biznews (2009). *Perú LNG subastará bonos hasta por US\$ 200 millones este jueves*. Recuperado de <http://biznews.pe/noticias-empresariales-nacionales/peru-Ing-subastara-bonos-hasta-por-us-200-millones-este-jueves>
- CAF(2011). *La Infraestructura en el desarrollo integral de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuesta para una agenda prioritaria*. Corporación Andina de Fomento. Bogotá. Colombia. Octubre 2011
- Cámara Boliviana de Hidrocarburos (2011). *Gas la Exitosa Experiencia Peruana*. Recuperado de <http://www.cbh.org.bo/archivos/docs/7PERU.pdf>
- Canadian Gas Association (2012). *Natural Gas Price – Henry Hub*. Recuperado de <http://www.cga.ca/wp-content/uploads/2011/02/Chart-3-Natural-Gas-Price8.pdf>
- Chandler, A.D., Jr. (1962). *Strategy and structure: chapters in the history of the American industrial Enterprise*. Cambridge, MA: MIT Press.
- D'Alessio, Fernando. (2008). *El proceso estratégico: un enfoque de gerencia*. México. Pearson Educación de México S.A. de C.V.

Economía y Finanzas (2012). *La región Cusco recibió durante el 2011 un promedio de 4.6 millones de nuevos soles diarios por canon de regalías*. Recuperado de <http://peru.com/2012/01/09/actualidad/economia-y-finanzas/regalias-pagadas-camisea-sumaron-us-12447-millones-noticia-37218>

Economía Peruana (2011). *El PBI 2010 de Perú creció 8.78%*. Recuperado de <http://economia-peruana.blogspot.com/2011/03/el-pbi-2010-de-peru-crecio-878.html>

EIA (2011). *International Energy Outlook 2011*. US. Energy Information Administration. Setiembre 2011. Recuperado de [www.eia.gov/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/ieo/pdf/0484(2011).pdf)

El Comercio (2010). *El Perú continúa a la zaga en Sudamérica en el uso del gas*. Recuperado de http://elcomercio.pe/economia/651064/noticia-peru-continua-zaga-sudamerica-uso-gas_1

El Comercio (2011). Defensoría del Pueblo registró 214 conflictos sociales en julio. Recuperado de <http://elcomercio.pe/planeta/1003519/noticia-defensoria-pueblo-registro-214-conflictos-sociales-julio>

El Nuevo Siglo (2012). *Más de 671 mil colombianos ya tienen conexión al gas natural*. Recuperado de <http://www.elnuevosiglo.com.co/articulos/7-2012-m%C3%A1s-de-671-mil-colombianos-ya-tienen-conexi%C3%B3n-al-gas-natural.html>

ESAN (2010). Cendoc SERIDA, Jaime ; YAMAKAWA, Peter ; MORRIS, Eddie ; CORRALES, Jean Paul. *Estudio sobre tecnologías de información y telecomunicaciones en el sector mineroenergético peruano*. – Lima: Universidad ESAN, 2010

ESAN (2007). *Consultoría para determinar la complejidad y prospectiva del gas natural. Estudio de Escenarios. Informe Final*. ESAN, 2005. Recuperado de <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFGN/InformeFinalOsinergmin.pdf>

ESAN (2009). Estudio sobre tecnologías de información y telecomunicaciones en el sector minero-energético peruano. ETIMEN 2009. ESAN, 2010. Recuperado de <http://www.esan.edu.pe/publicaciones/2010/12/03/ETIMENcon%20Sello-1.pdf>

Expreso (2011). *Gobierno autoriza por fin ampliación de ducto de Camisea*. Recuperado de <http://www.expreso.com.pe/noticia/2011/07/22/gobierno-autoriza-por-fin-ampliacion-de-ducto-de-camisea>

Gas Natural (2011). *Técnicas de obtención del gas natural*. Recuperado de <http://gasdecamisea.blogspot.com/2011/11/tecnicas-de-obtencion-del-gas-natural.html>

Gestión (2010). *La capacidad del ducto de Camisea crecería 18% este año*. Recuperado de <http://gestion.pe/noticia/418219/capacidad-ducto-camisea-creceria-18-este-ano>

Gestión (2011). *Congreso aprobó proyecto para etano, pero Camisea advierte riesgos*. Recuperado de <http://gestion.pe/imprensa/noticia/congreso-aprobo-proyecto-etano-camisea-advierte-riesgos/2011-05-13/32327>

Gestión (2011). *Perú potenciará su atractivo para exploraciones petroleras*. Recuperado de <http://gestion.pe/noticia/967882/peru-potenciara-su-atractivo-exploraciones-petroleras-gasiferas>.

Gestión (2011). *Japón compra gas natural al Perú*. Recuperado de <http://gestion.pe/noticia/755647/japon-compra-gas-natural-al-peru>

Gestión (2011). *La producción de gas natural creció 162.83% a abril*. Recuperado de <http://gestion.pe/noticia/756280/produccion-gas-natural-crecio-16283-entre-enero-abril>

Gestión (2011). *La producción eléctrica creció 8% en abril*. Recuperado de <http://gestion.pe/noticia/756827/produccion-electrica-crecio-abril>

Gestión (2012). BCR. Se acentuó la incertidumbre por la crisis global. Recuperado de <http://gestion.pe/2012/06/07/economia/bcr-se-acentuo-incertidumbre-crisis-global-2004579>

Gerencia de Transporte Urbano (2012). *Problemática de la Concesión de Rutas*. Municipalidad de Lima Metropolitana. Recuperado de http://www.gtu.munlima.gob.pe/proyectos/concesionrutas_problematika.htm

Herrera Descalzi, Carlos (2010). *Energías convencionales, combustibles fósiles y sistema eléctrico. Matriz energética en el Perú y energías renovables*. Carlos Herrera Descalzi. Fundación Friedrich Ebert Stiftung. 2010 – Lima. Recuperado de [http://www.fes.org.pe/matriz_energetica\(Herrera_%20Descalzi\).pdf](http://www.fes.org.pe/matriz_energetica(Herrera_%20Descalzi).pdf)

IPE (2010). *Reporte de competitividad e índice de competitividad mundial. Instituto Peruano de Economía*. Recuperado de <http://ipe.org.pe/wp-content/uploads/2010/11/presentacion-report-de-competitividad-wef-e-indice-de-competitividad-mundial-imd.pdf>

ISO (2012). *ISO 14000 - Environmental management*. International Organization for Standardization. Recuperado de <http://www.iso.org/iso/iso14000>

ISO 26000 (2010). *Visión General del Proyecto*. Recuperado de http://www.iso.org/iso/iso_26000_project_overview-es.pdf

La República (2012). *Unas 100 mil viviendas se beneficiarán cada año con conexiones de gas natural*. Recuperado de <http://www.larepublica.pe/31-08-2012/unas-100-mil-viviendas-se-beneficiaran-cada-ano-con-conexiones-de-gas-natural>

Mendiola, Alfredo & Aguirre, Carlos et al. (2012). *Proyectos de generación eléctrica en el Perú: ¿centrales hidroeléctricas o centrales térmicas?*. Universidad ESAN, 2012. Serie Gerencia para el Desarrollo.

Ministerio del Ambiente (2011). *Costo de degradación ambiental se calcula en 3.9% del PBI anual, destaca viceministro de Gestión Ambiental, José de Echave.*

Recuperado de

http://www.minam.gob.pe/index.php?option=com_content&view=article&catid=1:noticias&id=1503:costo-de-degradacion-ambiental-se-calcula-en-39-del-pbi-anual-destaca-viceministro-de-gestion-ambiental-jose-de-echave&Itemid=21

Ministerio del Ambiente (2011). *Ministro del Ambiente: Perú debe buscar nuevas fuentes de energía para crecer y generar riqueza.* Recuperado de

http://www.minam.gob.pe/index.php?option=com_content&view=article&catid=1:noticias&id=1303:ministro-del-ambiente-peru-debe-buscar-nuevas-fuentes-de-energia-para-crecer-y-generar-riqueza&Itemid=21

Ministerio de Economía y Finanzas (2010). *Gobierno buscará que gradualmente precios de combustibles reflejen menor precio internacional del petróleo.* Recuperado de

http://www.mef.gob.pe/index.php?option=com_content&view=article&id=1640%3Agobierno-buscará-que-gradualmente-precios-de-combustibles-reflejen-menor-precio-internacional-del-petroleo-&catid=100&Itemid=101108&lang=es

Ministerio de Economía y Finanzas (2008). *BID firma contratos de financiamiento para proyecto de exportación de gas natural de Perú LNG.* Recuperado de

http://www.mef.gob.pe/index.php?option=com_content&view=article&id=1623%3Abid-firma-contratos-de-financiamiento-para-proyecto-de-exportacion-de-gas-natural-de-peru-lng-&catid=100&Itemid=101108&lang=es

Ministerio de Economía y Finanzas (2010). *Marco macroeconómico multianual 2011-2013*

II. Recuperado de <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Programa-Economico/MMM-2012-2014-agosto.pdf>

MINEM, (2009). *El futuro del gas natural*. Ministerio de Energía y Minas. Recuperado de http://www.comexperu.org.pe/archivos/foro/foro_17032009/sr%20gustavo%20navarro.ppt.

MINEM, (2009A). *Matriz Energética del Perú 2009*. Ministerio de Energía y Minas, 2009A. Recuperado de <http://www.minem.gob.pe/archivos/estadistica-f1z2fz1udz7zh-Matrizresumida2009.pdf>

MINEM (2011). Norma Técnica Peruana ISO 26000. Ministerio de Energía y Minas.

Recuperado de <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Presentaci%C3%83%C2%B3n%20OGGS%20-%20Responsabilidad%20Social%20-%20ISO%2026000.pdf>

MINEM (2012). *Reserva de gas natural Suman más de 14 TCF*. Recuperado de <http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=5&idTitular=995>

MIM (2003). *Ley que Modifica Diversos Artículos de la Ley 27506, Ley De Canon*.

Recuperado de http://www.mim.org.pe/marco_legal/ley_general_de_mineria_y_canon/Ley%2028077%20Modifica%20Ley%20del%20Canon.pdf

Navarro, G. (2007). *La matriz energética peruana y las oportunidades de negocios en el subsector hidrocarburos*. Recuperado de

http://www.comexperu.org.pe/archivos%5Cforo%5Cforo_19072007/Gustavo%20Navarro.ppt

OSINERG (2008). *Plan quincenal*. Recuperado de

http://www2.osinerg.gob.pe/ProcReg/GasNatural/Fijacion_2008_2012/C%C3%A1lida%20-%20Plan%20Quinquenal.pdf

OSINERMING (2006). *Los efectos económicos del proyecto Camisea en el Perú, 2005-2014*.

Recuperado de

http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/DT14_OSINERG.pdf

OSINERMING (2008). *Regulación del gas natural en el Perú. Estado de arte al 2008*.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria – GART División de Gas Natural. Por el

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2008. Recuperado de

http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Regulacion_Gas_Natural_Peru.pdf

OSINERMING (2009). *Evaluación de impacto del gas natural sobre consumidores residenciales*. Recuperado de

http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/DT27%20-%20Evaluacion%20de%20Impacto%20de%20GN.pdf

OSINERMING (2011). *Precio Máximo Establecido en el Contrato de Licencia y Factor de Actualización Anual*. Recuperado de

[http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/Seminario%20ARIAE/Sesion%200I%20-%20Regulacion%20del%20Gas%20Natural%20\(1\)/Presentacion%20ARIAE%20-%20PRECIO%20MAXIMO%20DE%20GAS%20NATURAL%20EN%20BOCA%20DE%20POZO.ppt](http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/Seminario%20ARIAE/Sesion%200I%20-%20Regulacion%20del%20Gas%20Natural%20(1)/Presentacion%20ARIAE%20-%20PRECIO%20MAXIMO%20DE%20GAS%20NATURAL%20EN%20BOCA%20DE%20POZO.ppt)

OSINERMIN (2012). *Misión y visión*. Recuperado de

<http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/Publico/590.htm>

OSINERMIN (2012 A). *Desarrollo de la industria del gas natural*. Tomado de

http://gasnatural.osinerg.gob.pe/Aplicativos/desarrollo_gas_natural/

OSINERMIN (2012 B). *Situación de la industria de gas natural en el Perú*. Tomado de

http://gasnatural.osinerg.gob.pe/Aplicativos/gfgn_a_tu_servicio/

OSINERMIN (2012 C). *Masificación de Gas Natural en el Perú. Situación de la industria de gas natural en el Perú*. Tomado de

<http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/libro%20de%20masificacion%20del%20gas%20natural%20para%20WEB.pdf>

OSINERMIN (2012 D). *Boletín de Indicadores de la Industria de Gas Natural, Agosto*

2012. Tomado de http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/boletin_industria_gas_natural_agosto_2012.pdf

OSINERMIN (2012 E). *Registro de Técnicos Instaladores*. Tomado de

http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/potenciales_inversionistas/registro_instaladores.html

Pacific Credit Rating (2011). *Informe Sectorial Peru: Sector Hidrocarburos*. Recuperado de

http://www.ratingspcr.com/archivos/publicaciones/SECTORIAL_PERU_HIDROCARBUROS_201012.pdf

Perú Económico (2011). *Posibilidad energética o explotación oportunista*. Edición de mayo

de 2011. Recuperado de <http://perueconomico.com/ediciones/57-2011-may/articulos/976-posibilidad-energetica-o-explotacion-oportunista>

Perú LNG (2009). *Bonos corporativos PERÚ LNG*. Recuperado de.

http://128.121.179.224/files/financiamientos_estructurados_/financiamientos_estructurados/peru_lng/cu/peru_lng_cu.pdf

PCM (2002). Decreto Supremo N° 120-2002-PCM. Crean el Grupo Técnico de Coordinación Interinstitucional Camisea. Recuperado de

http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/normas_legales/ds120-2002-pcm.pdf

Pérez, Patricia (2010). *Propuesta de Conversión del Parque Automotor de Lima y Callao para el uso de Gas Natural*. Tesis para optar el Título de Ingeniera Industrial.

Pontificia Universidad Católica del Perú. Recuperado de

<http://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/123456789/324?show=full>

Porter, M. E.(1985). *Competitive advantage: Creating and sustaining superior performance*. New York: The Free Press.

Proetica (2012). VII Encuesta nacional sobre la percepción de la corrupción en el Perú 2012.

Recuperado de

http://can.pcm.gob.pe/files/35_%20Proetica_VII_Encuesta_Nacional_sobre_percepciones_de_la_corrupcion_en_el_Peru_2012.pdf

Ramírez, Edgard (2010). *Formación de precios del gas natural*. Latin Energy, Ingeniería y Regulación Energética. Mayo 2010. Recuperado de

<http://www.latinenergy.net/pdf/documentos/competgn.pdf>

Ramírez, Edgar (2010B). *El mercado del gas natural y la influencia de los precios del petróleo*. Latin Energy. Setiembre 2010. Recuperado de

http://www.latinenergy.net/pdf/documentos/mercado_gas_natural.pdf

Ramírez, Edgar (2010C). *Regulación del gas natural en el Perú*. Latin Energy. Setiembre 2010. Recuperado de

<http://www.latinenergy.net/pdf/documentos/regulacionGN21.pdf>

REPSOL (2012). *Evolución de los precios del gas natural*. Recuperado de

http://www.repsol.com/es_es/corporacion/conocer-repsol/contexto-energetico/evolucion-precios-inventarios/evolucion-precios-gas-natural.aspx

RPP Noticias (2012). Masificación de gas natural no reemplazará a gasoducto andino.

Tomado de http://www.rpp.com.pe/2012-11-09-masificacion-de-gas-natural-no-reemplazara-a-gasoducto-andino-noticia_538882.html

Salvador (2011). *El gas natural: una visión del entorno internacional*. Salvador Jácome,

Julio. La Revista Gas Natural. OSINERMIN, Marzo de 2011. Recuperado de

http://larevistadelgasnatural.osinerg.gob.pe/articulos_recientes/files/archivos/44.pdf

Robert (1980). *Estrategia - pura y simple*. Mc Graw Hill. Michel Robert, Carlos Dias.

RPP (2010). *Todo lo que debe saber sobre la planta de licuefacción Melchorita*. Recuperado

de http://www.rpp.com.pe/2010-06-10-todo-lo-que-debe-saber-sobre-la-planta-de-licuefaccion-melchorita-noticia_271356.html

Santillán, Salomón (2011). *Informe Sectorial. Perú: Sector Hidrocarburos*. Pacific Credit

Rating. Recuperado de

http://www.ratingspcr.com/archivos/publicaciones/SECTORIAL_PERU_HIDROCARBUROS_201012.pdf

Semana Económica (2010). *Contribuyendo al plan*. Recuperado de

<http://semanaeconomica.com/ediciones/1225/notas/55031-contribuyendo-al-plan>.

Semana Económica (2011). *Cálidda culminará ampliación de red principal de gas natural de Lima y Callao a fines del 2012*. Recuperado de

<http://semanaeconomica.com/articulos/69398-Cálidda-culminara>

Semana Económica (2012). “*Para el 2020 queremos llegar a la mitad de la población de Lima*”. *Entrevista a Adolfo Heeren, gerente general de Cálidda*. Recuperado de

<http://semanaeconomica.com/ediciones/1323/notas/82518>

The Economist (2010). *Heat, but not light*. Tomado el 13 de octubre de

<http://www.economist.com/node/16281343>

TGP(2012). *Tgp obtiene Certificación ISO 14001*. Recuperado de

<http://www.tgp.com.pe/Index.aspx?categoryId=37&templateId=1&contentId=184&locale=es&mnu=2&parentCategoryId=11>

Transparency International (2012). *Annual report 2011. Corruption Perception Index CPI*.

Recuperado de <http://www.transparency.org/cpi2011/results>

Tudela (2010). Gas natural en el Perú. Balance oferta-demanda y perspectivas. *Revista*

Moneda. Recuperado de <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/Moneda-145/Moneda-145-09.pdf>

Zapata(2005). *Industria de los hidrocarburos*. Centro de Estudios de la Actividad Reguladora

de Energía. Argentina 2005. Recuperado de <http://ceare.org/materiales/jm4.ppt>

Zavala, Abel; Guadalupe, Enrique (2007). *El Gas de Camisea. Geología, Economía y Usos*.

Universidad Mayor de San Marcos (2007). Recuperado de

<http://revistas.concytec.gob.pe/pdf/iigeo/v10n19/a12v10n19.pdf>

Zimmerman & Schuster(1980). *Top Management Strategy, What is & How to make it work*.

Benjamin B. Tregoe and John W. Zimmerman Simon & Schuster, New York, 1980,

Traducción Salvador Andrade Romo.

Lista de Abreviaturas

BPD: Barriles por día

BTU: British Termal Unit

GLP: Gas licuado de petróleo

GTL: Gas to Liquids (gas natural a líquidos)

LGN: Líquidos de Gas Natural

LNG: Liquefied Natural Gas (gas natural licuefactado)

MMPCD: Millones de pies cúbicos por día

MMBTU: Millones de BTU

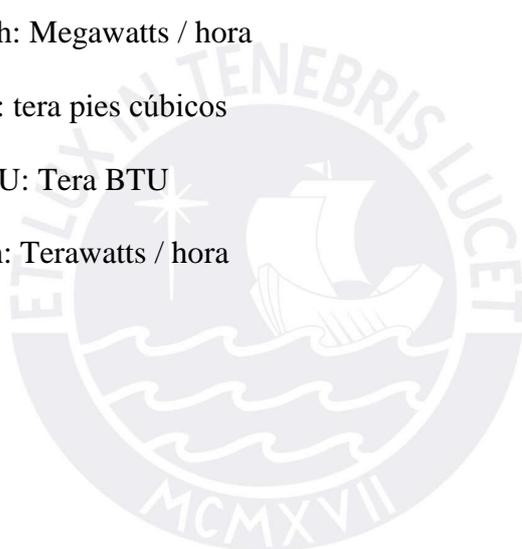
MMBLS: Millones de barriles

MWh: Megawatts / hora

TPC: tera pies cúbicos

TBTU: Tera BTU

TWh: Terawatts / hora



Glosario

ADQUIRENTE: La persona que celebra o solicita celebrar un contrato o acuerdo base que tenga por objeto una venta.

ALMACENAMIENTO: La actividad de recibir, mantener en depósito y entregar gas, cuando el gas sea mantenido en depósito en instalaciones fijas distintas a los ductos.

BTU: British Thermal Unit (BTU) es la energía necesaria para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales. Es la unidad de medición de gas y se utiliza para hacer homogénea su cotización.

CALORÍAS: La Nafta mide el poder calórico en "octano", el gas oil en "cetano" y el gas natural en "caloría".

CONDICIONES GENERALES PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO: El documento que establece las tarifas y los derechos y obligaciones de un concesionario frente a los usuarios.

DIRECTIVAS: Disposiciones de carácter general expedidas por la OSINERMIN, tales como criterios, lineamientos y metodologías a que deben sujetarse las ventas y las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas.

DISTRIBUCIÓN: La actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas por medio de ductos dentro de una zona geográfica.

DUCTOS: Las tuberías e instalaciones para la conducción de gas.

GAS NATURAL: La mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano. Es lo primero que sale cuando se perfora un pozo de petróleo. Contiene 9.300 calorías x mt³ (en 1 kg).

GAS PROPANO: Es el llamado "gas licuado" (o butano). Se extrae del petróleo por un proceso de destilación (separación de sustancias). Contiene 11.050 calorías x mt³ (en 1 kg)

GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC): Es el de las estaciones de servicio, y su diferencia es que está comprimido por un “compresor” a 250 kg x cm^2 o 250 Bares.

CONCESIONARIO: El titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución.

SERVICIO DE GAS: El suministro de gas efectuado por una empresa de gas a los clientes o consumidores, bajo condiciones establecidas respecto a calidad de servicio y precio.

SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS: El suministro de gas que una empresa concesionaria de distribución efectúe a clientes o consumidores ubicados en su zona de concesión, o bien a clientes o consumidores ubicados fuera de dicha zona que se conecten a las instalaciones de distribución de la concesionaria mediante redes propias o de terceros.

SISTEMA: El conjunto de gasoductos, compresores, reguladores, medidores y otros equipos para la conducción o almacenamiento de gas.

SUMINISTRO DE GAS: La entrega de gas que hace una empresa de gas a los clientes o consumidores, y la que se efectúa conforme a especificaciones relativas a las propiedades físicas y químicas del gas y a las condiciones físicas en que este es entregado.

TARIFAS: La lista de precios para cada clase y modalidad de entrega que preste un concesionario.

TRANSPORTE: La actividad de recibir, conducir y entregar gas por medio de ductos a personas que no sean usuarios Finales localizados dentro de una zona geográfica.

TRAYECTO: El trazado de un sistema de transporte de uno o más puntos de origen a uno o más puntos de destino.

USUARIO FINAL: La persona que adquiere gas para su consumo.