

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA
ESCUELA DE POSTGRADO
DOCTORADO EN ECONOMÍA Y NEGOCIOS
INTERNACIONALES



**“ANÁLISIS E IMPACTO DEL CAMBIO DE LA MATRIZ
ENERGÉTICA EN EL SISTEMA TARIFARIO PERUANO -
2011”**

Tesis presentada por el Magister:

WALTER ENRIQUE LÓPEZ ÁLVAREZ

Para optar el Grado Académico de:

**DOCTOR EN ECONOMÍA Y NEGOCIOS
INTERNACIONALES**

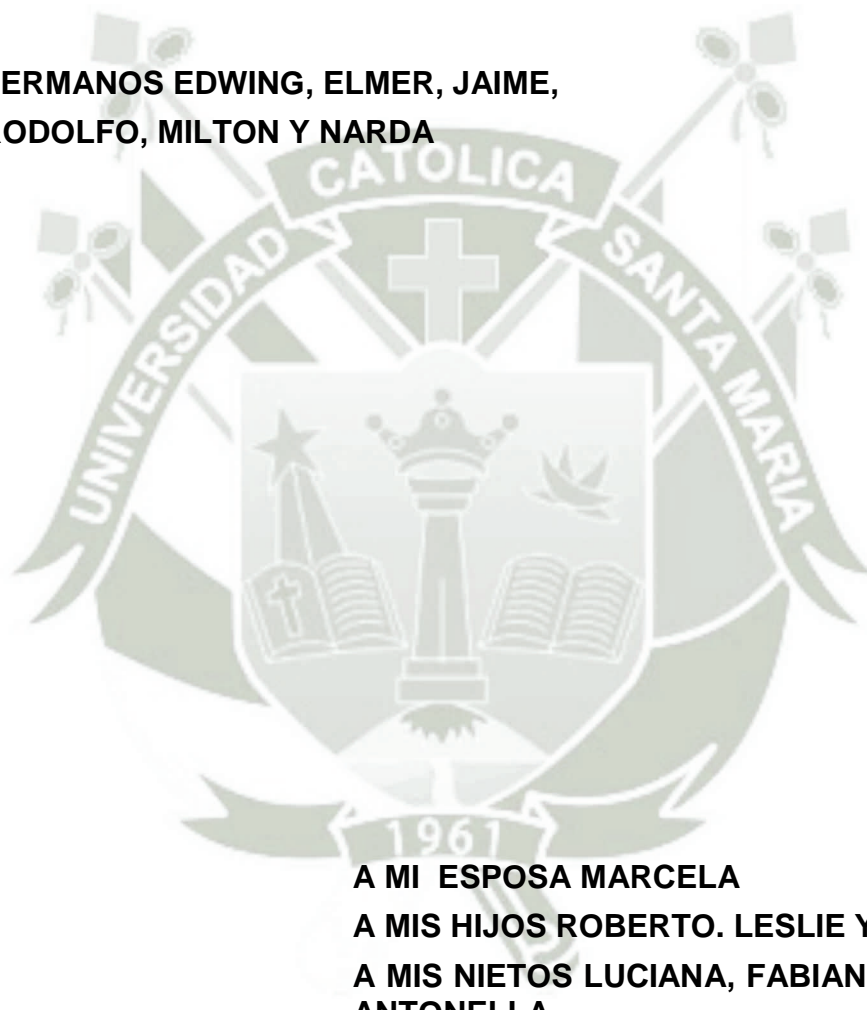
AREQUIPA – PERÚ

2013

DEDICATORIA

**A MIS PADRES ROBERTO Y LETICIA
Y A MI SUEGRITA EMILIA
QUE ME GUIAN DESDE EL CIELO**

**A MIS HERMANOS EDWING, ELMER, JAIME,
LETY, RODOLFO, MILTON Y NARDA**



**A MI ESPOSA MARCELA
A MIS HIJOS ROBERTO. LESLIE Y ANGIE
A MIS NIETOS LUCIANA, FABIAN, RENATA Y
ANTONELLA
POR SU ABNEGADO APOYO A QUE SIGA
ESTUDIANDO**

INDICE

RESÚMEN	12
SUMARY	14
INTRODUCCIÓN	16
CAPITULO I: ECONOMÍA DE LA ENERGÍA	18
1.1. LA ENERGÍA Y LA ACTIVIDAD ECONÓMICA	18
1.2. ECONOMÍA DEL SISTEMA ENERGÉTICO	25
1.3. OPERACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	32
1.4. TEORÍA DEL CONSUMIDOR Y ANÁLISIS ENERGÉTICO	
1.5. ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL CON FINES ENERGÉTICOS	33
CAPÍTULO II: ANÁLISIS Y DIAGNOSTICO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DEL PERÚ	48
2.1. LA MATRIZ ENERGÉTICA PERUANA: SITUACIÓN ACTUAL	48
2.2. EFECTO CAMISEA EN LA MATRIZ ENERGÉTICA PERUANA	54
2.3. LA IMPORTANCIA DEL PROBLEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO EN EL PERÚ	58
2.4. DESBALANCE ENTRE LA PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA	59
2.5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA CON PAISES DE LA REGIÓN	65
2.5.1. LA MATRIZ ENERGÉTICA DE ARGENTINA	65
2.5.2. LA MATRIZ ENERGÉTICA DE BRASIL	68
2.5.3. LA MATRIZ ENERGÉTICA DE CHILE	71
2.5.4. LA MATRIZ ENERGÉTICA DE COLOMBIA	75
CAPÍTULO III: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE A GAS NATURAL	79
3.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE A GAS NATURAL	79
3.2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ	93
3.2.1. YACIMIENTO DE AGUAYTIA	93
3.2.2. YACIMIENTO DE LA COSTA NORTE	94
3.2.3. BREVE HISTORIA DEL PROYECTO CAMISEA	96
3.2.4. ESTRUCTURA ECONÓMICA Y CARACTERÍSTICAS TECNOLÓGICAS DEL PROYECTO CAMISEA	98
3.2.5. PRINCIPALES TECNOLOGÍAS DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL	103

3.3. MERCADOS PARA EL GAS NATURAL	117
3.3.1. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	120
3.3.2. SEGMENTO INDUSTRIAL	121
3.3.3. SEGMENTO RESIDENCIAL Y COMERCIAL	124
3.3.4. SEGMENTO DEL TRANSPORTE URBANO	126
3.4. PRECIOS Y MASIFICACIÓN DEL USO DE GAS NATURAL	129
3.5. PETRÓLEO: PRODUCCIÓN Y RESERVAS	131
3.6. BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS	133
3.7. EL BONO CHATARRA: POLÍTICA AMBIENTAL	136
3.8. EFECTOS DEL GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO	138
3.9. NUEVOS GASODUCTOS Y DEMANDA DE GAS EN LA REGIÓN SUR	141
3.10. REGULACIÓN TARIFARIA DEL GAS NATURAL	142
3.10.1. FIJACIÓN DE TARIFAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ALTA PRESIÓN	143
3.10.2. FIJACIÓN DE TARIFAS PARA OTRAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LIMA Y CALLAO	146
CAPITULO IV: PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN	153
4.1. APLICACIÓN DEL MÉTODO DELPHI AL PRESENTE ESTUDIO	153
4.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA ENCUESTA DELPHI	206
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	213
BIBLIOGRAFÍA	215
EPÍLOGO	223
ANEXO 1: PLAN DE TESIS	224
ANEXO 2: ENCUESTA DELPHI	248

INDICE DE CUADROS

Cuadro N° 1 Curvas de Demandas Individuales	34
Cuadro N° 2 Demanda Interna de Combustibles Derivados del Petróleo	54
Cuadro N° 3 Perú: Demanda Estimada de Combustibles Derivados de Petróleo en el Mercado Nacional	56
Cuadro N° 4 Demanda Total de Gas Natural a Nivel Nacional	56
Cuadro N° 5 Perú: Producción de Energía Primaria Comercial	60
Cuadro N° 6 Reservas Probadas de Energía Primaria Comercial	60
Cuadro N° 7 Total Ingresos para el Estado por Tipos de Contratos para La Explotación Hidrocarburífera	64
Cuadro N° 8 Perú: Proyección de la Demanda del Gas por Región	65
Cuadro N° 9 Proyección de la Matriz Energética de Chile al 2030	74
Cuadro N° 10 Reservas Probadas en la zona de Camisea	100
Cuadro N° 11 Especificaciones Técnicas del Gas de Camisea	100
Cuadro N° 12 Perú: Consumo de Gas Natural MMPC – 2008	117
Cuadro N° 13 Estimaciones de la Demanda de Camisea (MMPCD)	118
Cuadro N° 14 Consumidores Iniciales de Gas en Lima: Empresas que Han firmado Contrato Take or Pay con el Productor	122
Cuadro N° 15 Estimación del Costo de una Instalación de Gas Natural A una Vivienda	126
Cuadro N° 16 Ventajas en el Uso de Gas Natural en el Segmento Comercial y Residencial	126
Cuadro N° 17 Número de Vehículos a Gas Natural Comprimido en el Mundo Países Seleccionados	127
Cuadro N° 18 Uso del GNC en Argentina Ahorro Económico en US\$	128
Cuadro N° 19 Perú: Importación de Petróleo, Diesel 2 y Gas Licuado de Petróleo (GLP)	134
Cuadro N° 20 Perú: Proyección del Parque Automotor Nacional	138
Cuadro N° 21 Precios Máximos y Tarifas para el gas de Camisea	144
Cuadro N° 22 Categoría de Consumidores en Lima y Callao	150
Cuadro N° 23 Competitividad del Gas Natural en Lima	151
Cuadro N° 24 Estructura Tarifaria al Consumidor Final para las Otras Redes de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao	152
Cuadro N° 25 Cambio de la Matriz Energética	155
Cuadro N° 26 Concretar el Cambio de la Matriz Energética Peruana	156
Cuadro N° 27 Capacitación sobre el Cambio de la Matriz Energética	157
Cuadro N° 28 La Generación Hidroeléctrica sobrepasa mayoritariamente La Generación de Electricidad con Gas Natural en la Matriz Energética	158
Cuadro N° 29 La mayor parte del Gas Natural se usa en Centrales Térmicas para la Generación Eléctrica que se despacha en el SEIN	159
Cuadro N° 30 Gasoductos regionales se construyen con subsidio del Estado para consolidar el cambio de la matriz energética y atenuar el malestar social	160
Cuadro N° 31 El Proyecto del Gasoducto Sur Andino apoya el cambio de la Matriz Energética y el desarrollo de la Macro Región Sur del Perú	161
Cuadro N° 32 La utilización del gas natural en la industria petroquímica es el pivote de la actividad de Investigación y Desarrollo en el país	162

Cuadro N° 33 La carretera interoceánica Brasil-Perú promovió el desarrollo de la industria petroquímica en el sur del Perú	163
Cuadro N° 34 Gasoductos regionales se desarrollan con garantías de usuarios y son concesionados	164
Cuadro N° 35 El proyecto de exportación del gas prueba ser más beneficioso que los proyectos que promueven el uso local nacional	165
Cuadro N° 36 Lobbies internacionales dificultan la ejecución de proyectos que promueven el uso local (nacional) del gas natural	166
Cuadro N° 37 Lobbies internacionales dificultan la ejecución de proyectos que promueven el uso local (nacional) del gas natural	167
Cuadro N° 38 Los proyectos de gasoductos regionales deben ser financiados a través de financiamiento privado mediante el sistema BOT que posibilite su inmediata ejecución	168
Cuadro N° 39 El Proyecto Camisea esta ubicado en el Cusco y como tal ha favorecido al desarrollo de esa región y el cambio de la Matriz Energética.	169
Cuadro N° 40 Las nuevas reservas en exploración adyacentes a Camisea, son mayores a las reservas de Tarija en Bolivia.	170
Cuadro N° 41 El uso de gas se convierte en una opción de distribución Rentable	171
Cuadro N° 42 El 50% de las estaciones de servicio del país venden GNV	172
Cuadro N° 43 Actividades de responsabilidad social implementadas por las empresas de gas contribuyen al desarrollo socio-económico y atenúan el malestar social en las comunidades.	173
Cuadro N° 44 El consumo doméstico es subsidiado por el sector industrial	174
Cuadro N° 45 Incremento del precio del GLP promueve el consumo domestico de gas natural	175
Cuadro N° 46 Contratos suscritos por gestiones anteriores con empresas del Consorcio Camisea dificultan el poder de negociación del actual gobierno	176
Cuadro N° 47 Incremento de reservas de gas por nuevos descubrimientos en el país	177
Cuadro N° 48 Las pérdidas debido a accidentes relacionados a infraestructura de transmisión de gas se mantienen dentro de estándares internacionales	178
Cuadro N° 49 Los gobiernos regionales juegan un rol activo en las decisiones relacionadas con el gas	179
Cuadro N° 50 Los combustibles más contaminantes pagan mas Impuestos	180
Cuadro N° 51 Surgen problemas con países vecinos debido a temas relacionados con el gas	181
Cuadro N° 52 Es más fácil vender electricidad que gas a Chile	182
Cuadro N° 53 La asimetría de información dificulta la negociación del gobierno con actores globales	183
Cuadro N° 54 El comercio con el Brasil por la Carretera Interoceánica propicia el desarrollo de una industria petroquímica en el Sur	184
Cuadro N° 55 El gas natural sustituye al petróleo Diesel en el transporte Público	185
Cuadro N° 56 El GNL transportado por carretera compite exitosamente	

con la distribución por gasoductos en la sierra	186
Cuadro N° 57 Incentivos tributarios para fomentar el consumo de gas Natural	187
Cuadro N° 58 Subsidios cruzados entre consumidores	188
Cuadro N° 59 Financiamiento de largo plazo para el acceso domestico al Gas	189
Cuadro N° 60 Mayor competencia en el mercado de instalaciones para el acceso doméstico al gas natural	190
Cuadro N° 61 Financiamiento para las universidades vía Canon Gasífero en investigación y desarrollo en ciencias relacionadas a la energía térmica en base a gas natural	191
Cuadro N° 62 Renegociación de contratos de concesión	192
Cuadro N° 63 El país debe interconectarse con Líneas de Transmisión en Alta Tensión con países vecinos	193
Cuadro N° 64 Las universidades y las empresas deben vincularse con la investigación tecnológica de productos de mayor valor agregado que usen energía	194
Cuadro N° 65 Campañas para desarrollar una cultura de consumo domestico de gas natural	195
Cuadro N° 66 Incentivar la reconversión industrial a gas natural	196
Cuadro N° 67 Incentivar el consumo doméstico del gas natural	197
Cuadro N° 68 Incentivar el consumo de gas natural vehicular	198
Cuadro N° 69 Exportar GNL	199
Cuadro N° 70 Desarrollo de la industria petroquímica	200
Cuadro N° 71 Promover la utilización de energías alternativas	201
Cuadro N° 72 Subsidiar las energías menos contaminantes	202
Cuadro N° 73 Ofrecer incentivos para incrementar la exploración	203
Cuadro N° 74 Incrementar la competencia en el mercado energético específicamente en la generación eléctrica	204

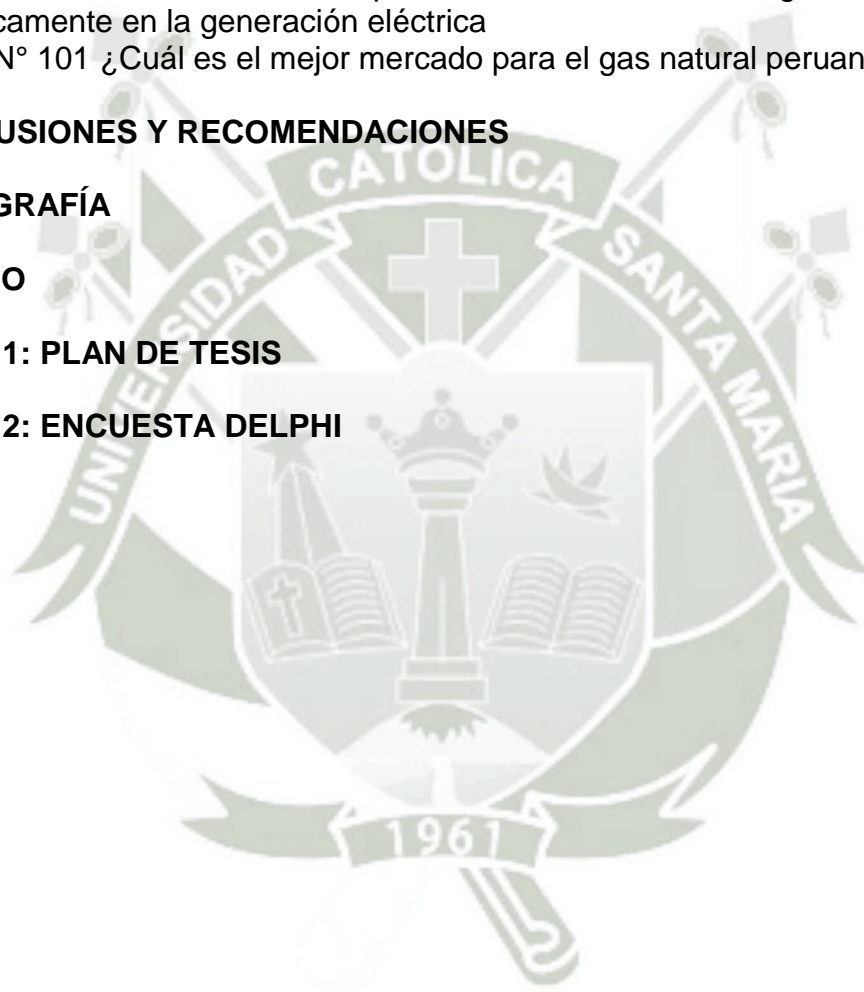
INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N° 1 El Recorrido de la Energía Eléctrica	19
Gráfico N° 2 Segmentación del Mercado eléctrico	30
Gráfico N° 3 Requerimiento Vs Demanda	41
Gráfico N° 4 Gas Natural: Cambios en Matriz Energética	49
Gráfico N° 5 Matriz Energética antes de Camisea – Situación Actual	57
Gráfico N° 6 Perú: Reservas Probadas de Gas Natural	62
Gráfico N° 7 Matriz Energética de Argentina al 2010	66
Gráfico N° 8 Red de Alta Tensión de Argentina	67
Gráfico N° 9 Curva de Demanda Diaria	68
Gráfico N° 10 Evolución de la Demanda de Energía y de la Tasa de Crecimiento Económico – Brasil – 1970 – 2030	69
Gráfico N° 11 Matriz Energética de Brasil	70
Gráfico N° 12 Evolución de la Participación de las Fuentes Renovables En la Matriz Energética – Brasil – 2005 – 2030	71
Gráfico N° 13 Capacidad Instalada SIC	72
Gráfico N° 14 Capacidad Instalada SING	72
Gráfico N° 15 Matriz Energética de Chile Año 2010	73
Gráfico N° 16 Potencial Energético Colombiano 2010 – 2015	77
Gráfico N° 17 Procesamiento Industrial del Gas Natural	79
Gráfico N° 18 Procesamiento del Gas Natural No Asociado	81
Gráfico N° 19 Productos del Gas Natural No Asociado	81
Gráfico N° 20 Esquema Productivo de Gas No Asociado	82
Gráfico N° 21 Sistema de Ciclo Combinado	83
Gráfico N° 22 Esquema de un Ciclo Combinado	84
Gráfico N° 23 Central Convencional y Central de Ciclo combinado	86
Gráfico N° 24 Transmisión de Energía en Alta Tensión	87
Gráfico N° 25 Planificación del Parque de Centrales y Proyección de la Demanda de electricidad – Opción Convencional	89
Gráfico N° 26 Planificación del Parque de Centrales y Proyección de la Demanda de Electricidad – Opción Ciclo Combinado	90
Gráfico N° 27 Interacciones de los Vectores Energéticos	92
Gráfico N° 28 Localización Geográfica del Proyecto Aguaytia	94
Gráfico N° 29 Localización Gerográfica de los Yacimiento de la Costa Norte	95
Gráfico N° 30 Etapas del contrato de Licencia Shell/Mobil 1996	97
Gráfico N° 31 Utilización del Gas Natural de Camisea para Generación De Energía	101
Gráfico N° 32 Reservas de los Yacimientos de Gas Natural en el Perú	102
Gráfico N° 33 Evolución del Consumo de Gas Natural y de la Producción De Energías Renovables en la UE 2030	107
Gráfico N° 34 Proyección de la Producción de Electricidad con Energías Renovables en la UE al 2020	107
Gráfico N° 35 Licuefacción y Regasificación del Gas Natural	111
Gráfico N° 36 U.S.: Net Imports of Natural Gas by Source, 1990 – 2030	113
Gráfico N° 37 Desarrollo del Gas en el Perú	114
Gráfico N° 38 Principales Mercados para el Gas Natural	119
Gráfico N° 39 Rutas y Destinos de la Exportación	119

Gráfico N° 40 Evolución de las Diferentes Estimaciones de Demanda Para el Gas de Camisea	120
Gráfico N° 41 Comparación de Costos de Generación Eléctrica	121
Gráfico N° 42 Comparación de Costos de Combustibles para Usuarios Gran Industria	124
Gráfico N° 43 Acometida en una Vivienda que usa GN	125
Gráfico N° 44 Perú: Producción Anual de Hidrocarburos Líquidos	131
Gráfico N° 45 Perú: Reservas Probadas de Petróleo	132
Gráfico N° 46 Perú: Saldo de la Balanza Comercial de Hidrocarburos	133
Gráfico N° 47 Cronograma del Proyecto Gasoducto Andino del Sur	142
Gráfico N° 48 Componentes del Precio del Gas de Camisea	143
Gráfico N° 49 Evolución de la Demanda Garantizada y de la Demanda Real	145
Gráfico N° 50 Facilidades de Distribución de Alta y Baja Presión de Gas Natural en Lima y Callao	147
Gráfico N° 51 El Cambio de la Matriz Energética Peruana permite la Reducción drástica de las Tarifas Eléctricas	155
Gráfico N° 52 Concretar el Cambio de la Matriz Energética Peruana para Reducir las Tarifas Eléctricas	156
Gráfico N° 53 Capacitación doble el Cambio de la Matriz Energética Peruana en Base a Gas Natural que permite la reducción de las Tarifas Eléctricas	157
Gráfico N° 54 La Generación Hidroeléctrica sobrepasa mayoritariamente La Generación de Electricidad con Gas Natural en la Matriz Energética	158
Gráfico N° 55 La mayor parte del gas natural se usa en Centrales Térmicas para la generación eléctrica que se despacha en el SEIN	159
Gráfico N° 56 Gasoductos regionales se construyen con subsidio del Estado para consolidar el cambio de la matriz energética y atenuar el malestar social	160
Gráfico N° 57 El Proyecto del Gasoducto Sur Andino apoya el cambio de la Matriz Energética y el desarrollo de la Macro Región Sur del Perú	161
Gráfico N° 58 La utilización del gas natural en la industria petroquímica es el pivote de la actividad de Investigación y Desarrollo en el país	162
Gráfico N° 59 La carretera interoceánica Brasil-Perú promovió el desarrollo de la industria petroquímica en el sur del Perú	163
Gráfico N° 60 Gasoductos regionales se desarrollan con garantías de usuarios y son concesionados	164
Gráfico N° 61 El proyecto de exportación del gas prueba ser más beneficioso que los proyectos que promueven el uso local nacional	165
Gráfico N° 62 Lobbies internacionales dificultan la ejecución de proyectos que promueven el uso local (nacional) del gas natural	166
Gráfico N° 63 Lobbies internacionales dificultan la ejecución de proyectos que promueven el uso local (nacional) del gas natural	167
Gráfico N° 64 Los proyectos de gasoductos regionales deben ser financiados a través de financiamiento privado mediante el sistema BOT que posibilite su inmediata ejecución	168
Gráfico N° 65 El Proyecto Camisea esta ubicado en el Cusco y como tal ha favorecido al desarrollo de esa región y el cambio de la Matriz Energética.	169

Gráfico N° 66 Las nuevas reservas en exploración adyacentes a Camisea, son mayores a las reservas de Tarija en Bolivia.	170
Gráfico N° 67 El uso de gas se convierte en una opción de distribución Rentable	171
Gráfico N° 68 El 50% de las estaciones de servicio del país venden GNV	172
Gráfico N° 69 Actividades de responsabilidad social implementadas por las empresas de gas contribuyen al desarrollo socio-económico y atenúan el malestar social en las comunidades.	173
Gráfico N° 70 El consumo doméstico es subsidiado por el sector industrial	174
Gráfico N° 71 Incremento del precio del GLP promueve el consumo Domestico de gas natural	175
Gráfico N° 72 Contratos suscritos por gestiones anteriores con empresas del Consorcio Camisea dificultan el poder de negociación del actual gobierno	176
Gráfico N° 73 Incremento de reservas de gas por nuevos descubrimientos en el país	177
Gráfico N° 74 Las pérdidas debido a accidentes relacionados a infraestructura de transmisión de gas se mantienen dentro de estándares internacionales	178
Gráfico N° 75 Los gobiernos regionales juegan un rol activo en las decisiones relacionadas con el gas	179
Gráfico N° 76 Los combustibles más contaminantes pagan mas Impuestos	180
Gráfico N° 77 Surgen problemas con países vecinos debido a temas relacionados con el gas	181
Gráfico N° 78 Es más fácil vender electricidad que gas a Chile	182
Gráfico N° 79 La asimetría de información dificulta la negociación del gobierno con actores globales	183
Gráfico N° 80 El comercio con el Brasil por la Carretera Interoceánica propicia el desarrollo de una industria petroquímica en el Sur	184
Gráfico N° 81 El gas natural sustituye al petróleo Diesel en el transporte Público	185
Gráfico N° 82 El GNL transportado por carretera compite exitosamente con la distribución por gasoductos en la sierra	186
Gráfico N° 83 Incentivos tributarios para fomentar el consumo de gas Natural	187
Gráfico N° 84 Subsidios cruzados entre consumidores	188
Gráfico N° 85 Financiamiento de largo plazo para el acceso domestico al gas	189
Gráfico N° 86 Mayor competencia en el mercado de instalaciones para el acceso doméstico al gas natural	190
Gráfico N° 87 Financiamiento para las universidades vía Canon Gasífero en investigación y desarrollo en ciencias relacionadas a la energía térmica en base a gas natural	191
Gráfico N° 88 Renegociación de contratos de concesión	192
Gráfico N° 89 El país debe interconectarse con Líneas de Transmisión en Alta Tensión con países vecinos	193
Gráfico N° 90 Las universidades y las empresas deben vincularse con la investigación tecnológica de productos de mayor valor agregado	

que usen energía	194
Gráfico N° 91 Campañas para desarrollar una cultura de consumo domestico de gas natural	195
Gráfico N° 92 Incentivar la reconversión industrial a gas natural	196
Gráfico N° 93 Incentivar el consumo doméstico del gas natural	197
Gráfico N° 94 Incentivar el consumo de gas natural vehicular	198
Gráfico N° 95 Exportar GNL	199
Gráfico N° 96 Desarrollo de la industria petroquímica	200
Gráfico N° 97 Promover la utilización de energías alternativas	201
Gráfico N° 98 Subsidiar las energías menos contaminantes	202
Gráfico N° 99 Ofrecer incentivos para incrementar la exploración	203
Gráfico N° 100 Incrementar la competencia en el mercado energético específicamente en la generación eléctrica	204
Gráfico N° 101 ¿Cuál es el mejor mercado para el gas natural peruano?	205
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	213
BIBLIOGRAFÍA	215
EPÍLOGO	223
ANEXO 1: PLAN DE TESIS	224
ANEXO 2: ENCUESTA DELPHI	248



RESUMEN

El suministro energético es parte de la seguridad esencial de una nación porque está vinculado a la Matriz Energética, la cual se relaciona con la estructura de consumo de las fuentes de energía y con la infraestructura que permite sus sucesivas transformaciones en energías secundarias, hasta llegar a las formas en que se consume.

El agotamiento o el encarecimiento desmedido de alguna de las fuentes relevantes de energía pueden motivar un cambio de matriz energética. Es el caso del Perú con el petróleo, del cual se importa cerca de la mitad de lo que consume. La naturaleza provee abundante energía limpia. La restricción para su aprovechamiento por el ser humano no es su escasez; es la insuficiencia de desarrollo científico y tecnológico para aprovecharla.

El desarrollo científico y tecnológico se ha encaminado hacia el aprovechamiento masivo de las fuentes consideradas abundantes y seguras para su época; así se ha llegado al dominio sobre los combustibles fósiles, nacidos con la máquina de vapor que permitió la revolución industrial y continuados con la energía nuclear, hasta convertirse hoy en día en fuentes inconvenientes, sea por previsible escasez (gas y petróleo) o efectos adversos como, contaminación, que afecta a la salud humana (humos, partículas, ...) y a la naturaleza (lluvia ácida,...), al medio ambiente (cambio climático) o a la seguridad (deshechos nucleares).

El agotamiento del modelo energético actual (basado en los combustibles fósiles y la energía nuclear) conduce inevitablemente a una etapa de transición (que cubrirá la mayor parte del presente Siglo XXI), en la que conviven fuentes conocidas y desarrolladas (renovables, fósiles, nucleares) mientras se desarrollen las tecnologías que permitan un mejor y mayor aprovechamiento de energías renovables (solar, eólica, geotermal, mareomotriz, biomasa, oceanotérmica) y el acceso a otras sobre las que se carece de desarrollo suficiente (nuclear, solar espacial).

El término de desarrollo o nivel de desarrollo tecnológico de una fuente de energía, involucra alcanzar, al menos: conocimiento científico suficiente, capacidad tecnológica de producción masiva, desarrollo comercial y logístico para atender globalmente necesidades de equipamiento, insumos, repuestos, soporte técnico, alcanzar un costo de producción razonable, que permita precios razonables y buen nivel de aceptación social y ambiental, en su producción y aprovechamiento.

Cambiar de matriz energética es una tarea de magnitud mayor, porque implica modificar la infraestructura para que en lugar de transformar y transportar unas fuentes de energía, hacerlo con otras. Una idea de la magnitud que la tarea implica en cuanto a plazos, presupuestos y continuidad en las decisiones, es la hasta ahora, en casi 10 años de proyecto, no lograda modificación de la Refinería de Talara, diseñada originalmente para poder refinar crudos ligeros y dulces producidos en el litoral norte del Perú, que ahora debe procesar crudos pesados

y ácidos provenientes de la selva norte y producir destilados livianos con bajo contenido de azufre.

Una tarea de modificación de la Matriz Energética no se emprende a menos que existan razones muy poderosas. No se puede soportar sobre ideas vagas, sin horizontes claros, con imprevistos. No se puede apoyar en reservas especulativas; necesita hacerlo en base a recursos conocidos, con reservas certificadas.

El cambio de matriz energética se sustenta en la respuesta a dos preguntas: ¿Dónde estamos?; y ¿A dónde queremos llegar y en qué plazo?. La primera pregunta es el diagnóstico; donde se requiere realizar un balance de energía del país, para conocer: los recursos de energía con que cuenta; la estructura de la producción, transformación y consumo de energía; y su relación con los sectores de consumo. La segunda pregunta requiere determinar el ritmo de crecimiento de la demanda de energía, el cual se establece vía escenarios, que dependen principalmente de las proyecciones del crecimiento económico, poblacional y del precio de la energía, así como los recursos que se deberán emplear.

El proceso tiene una duración acumulada de unos 40 a 50 años, lo que implica que los recursos energéticos con que se cuenta deberían poder soportar un proceso con una vida acumulada de unos 50 años. Un caso visible es la inserción del uso masivo de gas natural en el Perú; el cambio se inició el año 2000, al 2010 solo ha logrado avances significativos en Lima, en otros 10 años debería alcanzar otras regiones importantes en el Perú y el resto del período (30 años adicionales) es lo requerido para consumir y depreciar la infraestructura creada en los años anteriores.

En general, las necesidades de energía de un país o región se pueden reducir a contar con fuentes de energía, propias o importadas, que le permitan: Producción de energía eléctrica; calor industrial; y un combustible líquido para el transporte.

La producción de energía eléctrica se puede cubrir con: fuentes renovables convencionales (hidroenergía); fuentes renovables menos convencionales (eólica, solar, geotermal, biomasa); fuentes no convencionales (oceanotérmica, mareomotriz,...); o fuentes de combustibles fósiles (carbón, gas natural y diesel). Se entiende como fuentes convencionales a aquellas sobre las que se tiene amplia y larga experiencia y que cuentan con tecnología desarrollada, que, en general, permite costos de producción dentro de estándares aceptables. Se entiende por energías menos convencionales a aquellas conocidas, sobre las que existe experiencia limitada en cuanto a cantidad (número de casos) o antigüedad (experiencia acumulada) y cuyo proceso tecnológico muestra logros significativos en plazos relativamente cortos; una buena idea del concepto la da una curva de evolución de su costo de capacidad unitaria.

Una fuente no convencional es la que cuenta con poca experiencia tecnológica y poca o ninguna experiencia comercial, que todavía se encuentra en proceso de desarrollo, sobre la que se espera desarrollo significativo pero en plazos indeterminados o muy largos.

SUMMARY/ABSTRACT

Energy supply security is an essential part of a Nation. It is linked to the energy matrix. The energy matrix is related to the consumption structure of energy sources and the infrastructure that allows their successive transformations in secondary energies up to the ways in which are consumed.

The depletion or excessive price increments in some of the relevant sources of energy can motivate a change in the energy matrix. This is the case of Perú with the oil where almost the half of the consumed oil is imported.

Nature provides abundant clean energy. The restriction on its use to be used by humans is not its scarcity, is the lack of scientific and technological development to use it.

The scientific and technological development is geared towards mass use of considered abundant and safest sources in its time, so the domain has been reached on fossil fuels use, born with the steam machines that allowed the industrial revolution and continuing with the nuclear energy to become into energy sources drawbacks nowadays, due to either possible shortages (gas and oil) or adverse effects, contamination, which affects human health (smoke, dust, ...) and nature (acid rain, ...), the environment (weather change) or safety (nuclear waste disposal).

The depletion of current energy model (based on fossil fuels and nuclear power) inevitably leads to a phase transition (which will cover most of the century XXI), in which coexist well known and developed sources (renewable, fossil, nuclear) while developing the technologies that will allow better and greater use of renewable energy (solar, wind, geothermal, tidal, biomass, ocean-thermal) and the access to other technologies lacking of enough development (nuclear, solar space).

The term or level of technological development of a power source involves achieving at least: sufficient scientific knowledge, the ability of mass production technology, business development and global logistics to meet the needs of equipment, supplies, spare parts, technical support, to achieve a reasonable production cost, allowing reasonable prices, and high level of environmental and social acceptance in their production and use.

To change the energy matrix is a task of a great magnitude, because it implies to modify the infrastructure to allow transforming and transporting another kind of energy source. An idea of the magnitude of the task entails in terms of deadlines, budgets and continuity in decision making, it is so far (in nearly 10 years of project) not successful amendment of the Talara refinery, originally designed to refine light and sweet crude oils produced in the northern coast of Peru, which now must to process heavy crude and acid from the northern jungle, and produce light distillates with low sulfur contents.

Modify the energy matrix is not undertaken unless there are strong reasons. It can't be supported on vague ideas without clear horizons, with contingencies. It

can't be based in speculative resources it needs to be based in well known resources, with proven reserves.

The change in the energy matrix is based on the answers to two questions: Where we are? And Where we want to go and how soon? The answer to the first question is the diagnosis. It requires performing an energy balance of the country to find out: the available power resources, the structure of the production, processing and consumption, and (iii) its relationship with the consumers.

The answer to the second question requires determining the rate of growth of energy demand, which is established via scenarios, which depend mainly on projections of economic growth, population and energy prices, as well as resources to be used.

The process has a cumulative duration of about 40 to 50 years, which implies the energy resources that should be counted to support the process should be able to last a cumulative life of about 50 years. A visible event is the insertion of the massive use of natural gas in Peru; the change began in 2000, and 2010 it has made a significant progress only in Lima, in another 10 years it should reach other important regions in Peru and the rest of period (30 additional years) is required to consume and depreciate the infrastructure created in previous years.

In general, the energy needs of a country or region can be reduce to have energy sources, own or imported, which will allow: Production of electricity, Industrial heat, and a liquid fuel for transportation.

Electricity production can be covered with: conventional renewable sources (hydro), less conventional renewable (wind, solar, geothermal, biomass), no conventional (ocean thermal, tidal); or fossil fuels (coal, natural gas and diesel), or nuclear

It is understood as conventional energy sources those in which there is a wide and long experience and have a developed technology, which generally allows production costs within acceptable standards. It is understood as energies less conventional those on which there is a limited experience in terms of quantity (number of cases) or age (experience) and whose technological process shows significant gains in relatively short time, a good idea of the concept is given by the evolution curve of capacity's unit cost. Unconventional energy source are those in which the technology has little experience and little or none business experience, which is still under development, on which a significant development is expected, but in an indeterminate or very long time.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de Tesis titulado “Análisis e Impacto del Cambio de la Matriz Energética en el Sistema Tarifario Peruano”, propone un análisis de los impactos que generará el cambio de la Matriz con la utilización del gas no convencional en generación de energía en tres (3) centrales térmicas con un potencial de 550 MW en el Sur del Perú; que se prevé su implementación una vez concluido el proyecto del gasoducto sur andino.

Las reservas probadas de gas convencional ascienden a 6,500 trillones de pies cúbicos (TPC) a lo cual se suman 30,000 TPC de gas no convencional técnicamente recuperable. El gas natural es de lejos el más limpio de los combustibles fósiles y el de transición a otras energías sostenibles y limpias del futuro; y por su abundancia, resulta mucho más competitivo usar gas que otros alternativos energéticos.

Contar con abundante, limpio y competitivo gas natural en todo el mundo, está impulsando un muy vertiginoso desarrollo de tecnologías para almacenar, transportar, comercializar y usar el energético. La oferta competitiva existe, por tanto los esfuerzos se trasladan a generar demandas a partir de desarrollos tradicionales y nuevas tecnologías en transporte y usos.

Se trata de mejorar costos y eficiencias en toda la cadena del gas natural; y en la actualidad existen plantas de ciclo combinado que se perfeccionan y ya llegan al 63% de eficiencia que utilizadas en un despacho económico de energía ocasionará un cambio de la matriz energética que tendrá repercusiones sustanciales en el sistema tarifario peruano.

Al contemplar el cambio de una matriz energética, normalmente no se persigue alterar los consumos de energía en sus usos finales (formas de energía o energía útil) sino variar la participación, en cantidad y proporción, de las fuentes de energía (energía primaria). La modificación de la participación es propiamente el tema del cambio de matriz, pero la variación de las cantidades está más relacionada con la eficiencia del uso de la energía. En toda transformación de energía existe necesariamente una merma, que conoce de un óptimo económico. Pero, el uso de la energía, también conoce de mermas, por errores operativos.

Las mayores fuentes de energía comercial conocida en el Perú son la térmica a diesel, la hidroenergética y la térmica en base a gas natural; teniendo todavía abundantes fuentes no desarrolladas de hidroenergía, la situación es que la producción hidroeléctrica ha disminuido su participación en la producción eléctrica del 85% al 40%, habiendo sido sustituida en gran parte por gas natural.



CONTEXTO DE LA INVESTIGACIÓN

CAPÍTULO I: ECONOMÍA DE LA ENERGÍA

1.1. LA ENERGÍA Y LA ACTIVIDAD ECONÓMICA

La energía como flujo o existencia

Una característica peculiar del bien energía es su capacidad de presentarse en forma de existencia (no renovable) o en forma de flujo (renovable). En el caso de no renovable se trata, evidentemente, de un recurso escaso o al menos limitado.

Si se utiliza una tonelada de petróleo para producir energía térmica, las reservas mundiales han disminuido, irremediablemente, en una tonelada. Lo cierto es que tales reservas mundiales tienen un alto grado de incertidumbre ya que su volumen depende de los nuevos descubrimientos, del nivel de precios y del desarrollo tecnológico. El principio de escasez es aplicable a las energías no renovables, pero debe destacarse el alto grado de incertidumbre ligado a la cuantificación del recurso, y, en consecuencia, la fijación de su grado de escasez.

En el caso de los recursos renovables el análisis resulta un tanto más complejo. Por una parte debemos distinguir que renovabilidad no implica ausencia de límites, es decir los recursos energéticos renovables pueden ser también limitados (la cantidad total de agua existente en el planeta es un cifra finita); sin embargo, existen recursos que considerados desde la dimensión humana pueden considerarse ilimitados, la energía solar, por ejemplo.

La renovabilidad y/o no renovabilidad de los recursos energéticos puede ser analizada desde diferentes aristas. Por una parte se puede afirmar que, si se trata de recursos no renovables, dado el estado del arte (la tecnología), tanto la potencia (la capacidad máxima de producción) como la energía (la utilización de dicha potencia) a lo largo del tiempo se encuentran limitadas, en tanto que si nos referimos a recursos renovables, la potencia es limitada, en tanto que la energía no encuentra un límite en el tiempo.

Esta distinción adquiere particular importancia en lo referente a la valorización del recurso, y en el caso de recursos no renovables a su utilización temporal.

La energía se presenta en tales formas que, de acuerdo a la que se este considerando, actúa o no como un recurso limitante del nivel de actividad alcanzable.

La actividad energética y su inserción sectorial

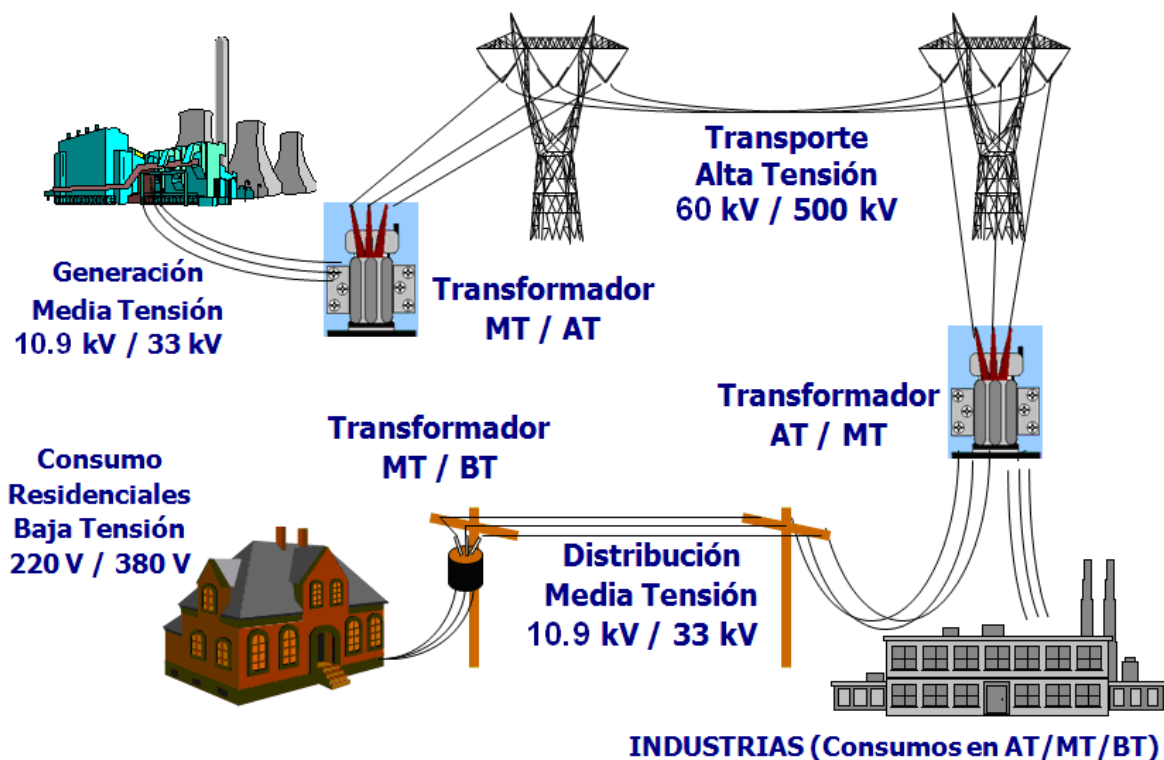
Las actividades productivas ligadas al abastecimiento de energía se distribuyen en entes de diferentes actores económicos, el llamado sistema energético de abastecimiento, no presenta unicidad sectorial, no existe como

sector económico, en el sistema de cuentas nacionales; sin embargo la producción, transformación, transporte y distribución de energía abarca actividades tanto en el sector primario, como secundario y terciario.

Esta es otra característica: el abastecimiento de energía abarca actividades primarias, secundarias y terciarias que las podemos visualizar en el Gráfico N° 1 que presenta el ciclo de la energía eléctrica.

Gráfico N° 1
El Recorrido de la Energía Eléctrica

El Ciclo de la Energía Eléctrica



Fuente: Elaboración Propia

La energía y la actividad productiva

La energía puede denominarse actividad "de base" de la economía; es decir, una actividad que "alimenta" todas las actividades productivas, así como los consumos finales y la exportación; es decir, la energía es un bien de demanda final (dirigido a los sectores de consumo final) y de demanda intermedia (dirigido a las actividades productivas). Este último es el más relevante, al menos en una economía medianamente desarrollada. Es necesaria en todas las actividades productivas y debe estar disponible en cantidad, calidad y precio adecuado.

Los grandes sectores de consumo intermedio están constituidos, en general, por la industria manufacturera, la siderurgia y los transportes. La industria manufacturera es la que muestra la mayor progresión en el consumo de energía, con crecimientos mayores a los de la industria siderúrgica mientras que los transportes muestran crecimientos menores en función del mayor desarrollo técnico observado en este sector.

La importancia de la energía en los costos de producción

El consumo de energía por unidad de producto es muy diverso para los distintos sectores de la economía (agricultura, industria, transporte, servicios), y dicho valor varía con el tiempo dentro de un mismo sector debido a cambios en la tecnología de producción.

Intensidad en el uso de recursos económicos

La mayoría de los sistemas de producción y/o transformación de energía que constituyen los sistemas de abastecimiento, son de carácter capital intensivo y sólo requieren para su funcionamiento una reducida cantidad de mano de obra en general altamente calificada.

Esta característica del sistema de abastecimiento energético hace que el mismo no sea apto en general para resolver o atacar problemas de empleo y que para asegurar su desarrollo sean necesarias altas dotaciones de capital (en particular divisas) y de mano de obra altamente capacitada.

Los precios de los energéticos

Los flujos de energía se dirigen tanto al consumo final de las familias como al consumo intermedio del resto de las actividades productivas que integran el sistema socioeconómico.

El análisis de tales flujos, siempre con referencia al problema de precios y tarifas, puede plantearse a dos niveles. Por una parte, los aspectos relacionados con los subsistemas y circuitos pertinentes a la producción y consumo de otros bienes, y con los agregados macroeconómicos y por otra, el estudio más detallado de los usos de la energía por los diferentes tipos de unidades de consumo.

En base al análisis de tales flujos pueden estudiarse las posibles repercusiones de las variaciones o de diferentes estructuras y niveles de los precios y tarifas de la energía sobre el sistema socio-económico en los aspectos señalados.

Esas variaciones o estructuras alternativas pueden manifestarse a través de diferentes niveles en los precios de la energía (manteniendo constante los precios relativos de las diferentes fuentes), por cambios en los niveles relativos y por modificaciones en la estructura interna de la tarifa, de una

determinada fuente; ya sea entre las instancias de producción, transporte o transmisión y distribución o en el nivel de consumo.

Energía y calidad de vida

Al mencionar la calidad de vida o satisfacción de necesidades humanas se hace referencia, frecuentemente, a las llamadas necesidades básicas, concepto que ha dado lugar a debates considerables. Entre las mismas se han considerado: alimentación, vivienda, salud, educación, empleo.

La energía no se encuentra explicitada en tales listados de necesidades básicas, pero de hecho la satisfacción de cualquier necesidad básica requiere insumos energéticos.

Cualquier estrategia hace imprescindible el consumo de energía, incremento, preservación, procesamiento y cocción de alimentos, la construcción y el mantenimiento de viviendas con los servicios necesarios (iluminación, agua caliente, calefacción.); la producción de vestimentas adecuadas; abastecimiento de agua potable en cantidad suficiente, y el mantenimiento de un medio apto para la salud. En otras palabras, la satisfacción de necesidades humanas básicas requiere la incorporación de cantidades energéticas mínimas.

Energía y Desarrollo Económico

El proceso de crecimiento económico está asociado con un incremento en el consumo de energía.

El análisis de la evolución del desarrollo, ha permitido distinguir "eras energéticas" (madera, carbón, petróleo, agua, gas natural) las cuales han jugado un rol vital en el desarrollo económico condicionando tanto la magnitud como el tipo de desarrollo generado. El desarrollo de una economía implica la demanda de energía en formas cada vez más adecuadas y disponibles en ámbitos geográficos amplios.

En general puede afirmarse que mayores tasas de crecimiento económico han estado asociadas al reemplazo de combustibles sólidos por combustibles líquidos. Lo cierto es que los desarrollos y cambios esperados en la actividad energética tienen impactos notables a nivel macroeconómico.

Los usos de la energía

En forma resumida podemos distinguir la energía mecánica, la térmica y la eléctrica.

- a) **Energía mecánica:** es la destinada a proveer el movimiento (ya sea lineal o circular) y la fuerza dentro de la actividad productiva. Antiguamente la proporcionaba la máquina de vapor y a partir de un

motor central se transmitía dicha energía por un complicado sistema de correas y poleas que producía grandes pérdidas.

Hoy en día ha sido sustituido casi totalmente por el motor eléctrico de mucho mayor rendimiento y flexibilidad y que provee dicha energía en forma casi puntual donde se la necesita.

En ciertas actividades todavía puede competir el motor de combustión interna y la turbina a gas.

En los casos en que se plantean varias alternativas técnicas tenemos un caso típico de selección en base a elementos económicos.

b) Energía térmica: destinada a proporcionar calor de diversas formas y condiciones lo cual plantea el análisis separado de los siguientes grupos principales.

- Producción de vapor: Además de la producción destinada a la generación de electricidad en centrales de servicio público o privado, la producción de vapor es sin lugar a dudas el principal consumidor de combustibles, ya que una vez obtenido el vapor el mismo puede ser utilizado en forma muy flexible y en etapas sucesivas en diferentes procesos tanto para suministrar calor como para producir energía mecánica o ambas cosas a la vez cuando ello se justifica.

La ventaja de este tipo de utilización es que se puede usar una gran variedad y calidad de combustibles para producir un producto homogéneo, limpio y flexible.

- Hornos: En este caso el combustible provee el calor en forma directa al producto, independientemente que se encuentre en contacto físico o no con el mismo.

El tipo de hornos utilizados es muy variable como así también los combustibles utilizados en los mismos aunque actualmente es cada vez mayor la proporción que utiliza los derivados del petróleo y el gas natural e inclusive la electricidad dadas las características de flexibilidad y facilidad de regulación que presentan especialmente estos dos últimos.

- Radiación: Es un tipo de calor indirecto utilizado para procesos especiales (calentamiento, secado, cocción) mediante paneles radiantes alimentados generalmente con gas natural o electricidad y que tiene la ventaja de dar un calor localizado y que permita desarrollar procesos en cadena continua.

- Llama: Se utiliza para tratamientos térmicos superficiales (soldadura, templado) u operaciones de corte de metales y se utiliza básicamente el gas natural u otros gases combustibles.

c) Eléctrica específica: Hemos agrupado aquí los usos vinculados con la iluminación, los aparatos electrónicos y la electroquímica. Dentro del área industrial todos ellos pueden satisfacerse fundamental o exclusivamente con electricidad.

Si bien no generan un volumen importante de demanda su productividad es muy elevada y el tipo de procesos o actividades que permiten son de gran importancia.

Se habla de usos específicos cuando en algún tipo de actividad o proceso se puede utilizar en forma exclusiva un solo tipo de combustible o la electricidad. Esta especificidad está dada normalmente por razones de tipo técnico y económico.

Pero dado que tanto la tecnología como las condiciones económicas varían con el tiempo; ningún uso específico tiene carácter permanente sino que se refiere a determinadas condiciones técnico-económicas.

Así tenemos que:

- a) Iluminación: a mediados del siglo pasado era un uso específico del gas manufacturado, luego tuvo la competencia del kerosene y finalmente ambos fueron desplazados por la electricidad en todos aquellos lugares en que está disponible. Sin embargo en los países en desarrollo y en particular en las áreas rurales el kerosene sigue predominando.
- b) Transporte personal: Hoy en día es el dominio preponderante del motor a nafta pero ya está en pleno desarrollo la investigación para sustituirlo por el motor eléctrico y existen otras alternativas como el motor diesel y el uso de alcohol o GNC sustituto de la nafta.
- c) Electrólisis: es un mercado específico para la electricidad por definición y sería de carácter permanente. Pero no es posible afirmar que los productos que hoy se obtienen por electrólisis no pueden obtenerse por otras vías o que dichos productos dejen de fabricarse al ser sustituidos por otros.
Dentro de este rubro entran tanto las electrólisis acuosas (producción de clorosoda) como la ígnea (producción de aluminio) siendo este último quizá uno de los ejemplos de uso específico que se ha mantenido durante mayor tiempo.
- d) La electricidad es también hoy en día de uso específico en el suministro de energía mecánica a través del motor eléctrico aunque no suministra la totalidad.
También presenta ventajas grandes que le dan cierto grado de especificidad en la electrometalurgia gracias a las altas temperaturas que se pueden alcanzar con la electricidad y es más fácil lograrla que con los combustibles.
- e) Más recientemente ha aparecido un nuevo campo específico para la electricidad y es el campo de la electrónica ya que este tipo de artefactos sólo puede hacerse funcionar mediante la electricidad.

La sustitución entre fuentes

Se confirma el principio que la satisfacción de necesidades es el resorte de la actividad económica y que la actividad energética, como parte de tal actividad económica, tenía como fin principal la satisfacción de necesidades.

Necesidades que los energéticos suelen catalogar como "usos" (calefacción, transporte, vapor de proceso, fuerza motriz) detrás de las cuales existen las llamadas formas de energía (manifestaciones) tales como: energía mecánica, térmica, eléctrica y otras. Tales usos, cada uno de ellos asociados a una forma de energía, son satisfechos por las fuentes energéticas.

Sin embargo, salvo en los llamados usos específicos, no existe una relación directa entre usos y fuentes; es decir, una misma necesidad (uso) pueden ser satisfechos por diferentes fuentes.

La posibilidad de la sustitución entre fuentes, sin olvidar que la energía no es un bien homogéneo ni en el sentido económico ni en el sentido físico, es una peculiaridad de las diferentes presentaciones del "bien energía" que obligan a un tratamiento muy particular.

Es de significativa relevancia que, si hablamos de fuentes energéticas que se venden en un mercado, tener en claro que la demanda por un energético (gas distribuido, por ejemplo) está destinada a satisfacer una necesidad (calefacción, por ejemplo) pero que la misma puede ser también perfectamente satisfecha por otra fuente (electricidad, por ejemplo).

El Impacto ambiental

Por impacto ambiental se entiende el cambio neto (positivo o negativo) en la calidad del ambiente humano que resulta de un efecto ambiental. Se entiende por efecto ambiental a un proceso (ej. erosión, dispersión de contaminantes y otros) que se desencadena, acelera o retarda debido a las actividades o acciones humanas. Los impactos ambientales asociados al sector energía no sólo son generados por la emisión de sustancias contaminantes, sino también por los efectos sobre los ecosistemas debidos a la modificación de regímenes hidrológicos, la utilización de tierras para cultivos energéticos, la utilización de desechos agrícolas, la transformación de bosques por extracción de leña.

Algunos de estos impactos podrían amenazar la factibilidad física o económica del plan energético, y otros afectar seriamente la calidad de vida de las personas en ciertas áreas.

Los impactos ambientales, del mismo modo que los impactos sociales, no siempre son cuantificables ni valorizables en términos monetarios. Algunos impactos sólo pueden ser cuantificados a través de estudios intensivos de terreno, y muchos no son, ni siquiera en principio, monetarizables. Sin embargo, sus efectos no dejan de ser reales en su influencia sobre la calidad

del ambiente humano y la capacidad productiva de los ecosistemas. En consecuencia, es importante identificar y evaluar los impactos ambientales de las actividades energéticas.

1.2. ECONOMÍA DEL SISTEMA ENERGÉTICO

El sistema energético puede verse como una sucesión de actividades que, a partir de una cierta dotación de recursos naturales, permite satisfacer los requerimientos de energía de una sociedad, ya sean aquellos derivados directamente del estilo de vida de su población como los asociados a la actividad económica productiva. Se representa entonces al sistema energético como un conjunto de "cadenas energéticas", respondiendo cada una de ellas a una fuente determinada.

El conjunto de cadenas energéticas constituye por tanto una representación física del sistema energético, en la cual se puede trazar la circulación de flujos desde los recursos hasta su utilización, y permite analizar la viabilidad técnica de las diferentes opciones de funcionamiento del sistema.

Dentro de la literatura referida a los problemas de la energía puede vislumbrarse una distinción cada vez más nítida de diferentes paradigmas o enfoques teórico-metodológicos que se diferencian tanto por la forma en que conciben el objeto de la economía de la energía cuanto por la visión teórica y los métodos utilizados para abordar su estudio. Por supuesto, las prescripciones de política energética que surgen de esos diferentes paradigmas también habrán de diferir.

Uno de tales paradigmas, intenta abordar el estudio de la problemática energética a través del concepto de "industria" o "rama industrial" a la que puede aplicarse la teoría microeconómica clásica que, en última instancia se reduce al estudio de la oferta y la demanda de las diferentes formas de energía mediante un análisis de carácter parcial.

Un enfoque distinto es el desarrollado desde la óptica sistémica, un análisis integral que se encuentra tanto en la relación entre recursos y necesidades como en los agentes sociales que tienen poder de decisión sobre tales recursos y encarnan tales necesidades.

La óptica de la Economía Industrial

Dentro de este enfoque se traslada a los fenómenos energéticos la concepción del problema económico: la asignación de recursos escasos que tienen usos alternativos a necesidades que son ilimitadas.

Coherentemente con esta visión del problema, la demanda de energía es concebida como la expresión soberana de los deseos de los consumidores cuya elección está fundada en la maximización de sus funciones de utilidad, formuladas independientemente unas de otras, a partir de los datos sobre

precios e ingresos que surgen del mercado y en base a las condiciones que emanan de las técnicas y la particular distribución de la riqueza vigentes.

De acuerdo con esto la demanda de cada fuente de energía representa la disposición a pagar por ese tipo de energía por parte de las diferentes unidades familiares. Se trata de los requerimientos de energía respaldados por poder de compra. De este modo, aquellos requerimientos de energía que no están sustentados por el correspondiente poder de compra quedan generalmente al margen del objeto de estudio.

El mismo poder de compra dirigido a la demanda de los demás bienes y servicios es lo que habrá de gobernar la demanda de energía de las actividades productivas correspondientes.

En efecto, la demanda de energía de las unidades productivas es considerada como demanda derivada cuyo nivel, para las diferentes fuentes, resulta de un proceso de maximización del beneficio por parte de las empresas de acuerdo con los precios de mercado de esas fuentes y de las condiciones técnicas representadas por las correspondientes funciones de producción.

La oferta tiene dentro de este enfoque un tratamiento normativo, puesto que se pretende optimizar la asignación de recursos dentro del sistema de abastecimiento en base a una particular concepción del bienestar. No se trata de explicar como se comportan las unidades empresarias que integran el sistema de abastecimiento sino la aplicación de un conjunto de prescripciones de política (normas) que supuestamente habrán de conducir al sistema a una particular situación de óptimo.

Este tipo de enfoque, reconoce la intervención directa o indirecta del Estado en la gestión de los recursos dentro del sistema de abastecimiento. Directamente por medio de la intervención de las empresas públicas en la producción, transporte o transmisión y distribución de las diferentes fuentes de energía. Indirectamente a través de la regulación de los monopolios u oligopolios que forman parte del sistema de abastecimiento.

Esta concepción que tiene una fe absoluta en la eficacia de los mecanismos descentralizados del mercado, admite en este caso la intervención directa o indirecta del Estado en la gestión del abastecimiento de energía debido a las características particulares que asumen las inversiones o el uso de los recursos naturales en el subsistema energético. La marcada indivisibilidad y el largo período de maduración de esas inversiones, junto con el manejo de recursos naturales agotables y ciertas situaciones de monopolio natural hacen que el libre juego de las fuerzas del mercado resulte insuficiente para conducir el sistema de abastecimiento a una asignación óptima de los recursos.

En suma, la discusión de los problemas que plantea la gestión o regulación de la oferta se sitúa dentro del marco normativo de la Economía del

Bienestar. Esta disciplina no tiene un carácter teórico ya que su objeto no es formular hipótesis explicativas acerca del funcionamiento del sistema socio-económico sino el de establecer un conjunto de prescripciones de política económica basadas en determinados criterios de bienestar que pocas veces están suficientemente explicitados. A poco que se medite sobre ello resulta evidente que tales criterios de bienestar no pueden tener otro origen que juicios de valor referidos a la situación relativa de los diferentes agentes o grupos sociales.

De este modo, esas prescripciones acerca de la gestión o regulación de la oferta debe realizarse de modo de abastecer a la demanda (los requerimientos que se presentan en el mercado respaldados por poder adquisitivo) de tal manera que se logre una asignación eficiente de los recursos disponibles.

Tal como hemos dicho, es usual que no se establezca con claridad el sentido del concepto de "eficiencia" que se utiliza. Ese concepto de eficiencia está fundado en el óptimo paretiano y basado en una particular distribución de la riqueza entre los miembros de la sociedad. Se trata entonces de abastecer al mínimo costo, en términos de recursos, sólo a la demanda solvente que se presenta en el mercado, de acuerdo con la distribución vigente de la riqueza y el ingreso. Este es el criterio de óptimo en que se basan las prescripciones que se proponen para la gestión o regulación de la oferta.

Es así que dicho criterio constituye el fundamento del cálculo económico de "Costo- Beneficio" recomendado para la evaluación de los proyectos de inversión tendientes a la expansión de la oferta de las diferentes fuentes de energía.

Es ese mismo criterio de optimalidad que sirve de base para derivar el principio de tarificación de acuerdo con el costo marginal calculado en base a precios de cuenta o precios de sombra.

También constituye el fundamento de los teoremas que se utilizan para determinar el valor de uso de los recursos naturales agotables (la llamada renta de tales recursos).

En resumen, de acuerdo con el paradigma clásico la Economía de la Energía es concebida como una disciplina aplicada a una "industria" particular. Esa disciplina aplicada se concreta al estudio de la demanda de energía de acuerdo con los gustos soberanos de los consumidores (que poseen poder adquisitivo) y a través de las prescripciones relativas a la gestión o regulación de la oferta. El análisis de la demanda resulta de la aplicación de la teoría del comportamiento del consumidor y la gestión de la oferta se basa en los principios de la Economía del Bienestar.

Los métodos que se proponen para la previsión de la demanda y para la programación de la oferta se ajustan a esta visión. Es así que para la

previsión de la demanda se utilizan modelos de comportamiento, deducidos a partir de la teoría del consumidor, cuyos parámetros se estiman por medio del uso de los métodos econométricos. En la mayor parte de los casos el uso de estos modelos y métodos implican que las previsiones constituyan extrapolaciones del pasado. Es decir que no se admite la posibilidad de cambios estructurales, sino que se supone que se trata tan sólo de un cambio en el nivel de las variables.

Para la programación de la oferta se utilizan modelos de optimización, de manera coherente con la Economía del Bienestar, considerando a aquellas demandas soberanas y a la disponibilidad de recursos como restricciones del problema.

Las variables del dual de esos problemas de óptimo constituyen los precios de sombra correspondientes a los recursos y bienes (fuentes de energía). Esos precios de sombra o de "eficiencia" dependen de la particular función objetivo y las restricciones que caracterizan a ese problema. Según hemos dicho, tanto la función objetivo como algunas de las restricciones (las demandas a satisfacer) sólo pueden fundarse en juicios de valor.

El concepto de planeamiento subyacente en este enfoque implica un planeamiento exclusivamente del abastecimiento, realizado por fuente y con una concepción normativa.

El enfoque sistémico

Esta visión tiene tres objetivos básicos:

- Integrar el sistema energético en el contexto del sistema socioeconómico.
- Aportar "racionalidad" a la toma de decisiones.
- Incrementar la operatividad de la planificación energética.

El primer objetivo tiende a considerar a la energía "como un bien que puede contribuir, en combinación con otros bienes y servicios, a la satisfacción de las necesidades del hombre que vive en sociedad".

El segundo objetivo está vinculado con la representación efectiva de aquellos elementos fundamentales que intervienen en la toma real de decisiones, y superar el actual divorcio entre las soluciones técnica y económicamente óptimas y las decisiones "políticas".

El tercer objetivo, es aún más ambicioso e intenta reducir en lo posible la amplia brecha que generalmente existe entre las previsiones del planeamiento y la evolución real de los sistemas.

Tradicionalmente el sistema energético es visto y representado como un proveedor de servicios para garantizar la actividad económica del país y la calidad de vida de su población.

Con este enfoque se han analizado en profundidad los requerimientos directos e indirectos de energía del sistema agro-alimentario y de la industria, dependiendo de las tecnologías productivas utilizadas.

Pero no se ha prestado la debida atención, especialmente en los países en vías de desarrollo, al impacto sobre el proceso de industrialización que puede producir el funcionamiento del sistema energético, ni aún en aquellos países en los cuales las actividades energéticas, por su importancia relativa, pueden actuar como verdaderos elementos dinamizadores de la actividad económica.

El enfoque sistémico concibe su objeto como el estudio de los procesos sociales de producción, transformación, transporte o transmisión, distribución y consumo de la energía, en toda su conformación multidimensional (aspectos técnico-económicos, sociales, políticos y culturales). El centro de la atención no se fija sólo en la relación entre recursos escasos y las necesidades ilimitadas sino también y fundamentalmente sobre los agentes sociales que tienen poder de decisión sobre esos recursos y los que encarnan esas necesidades.

Este enfoque rechaza el concepto de "industria" que supone el análisis parcial por fuente reemplazándolo por una visión sistémica. Los procesos de producción, transformación, transporte, distribución y consumo de la energía se conciben como un subsistema que presenta fuertes interacciones con el sistema económico-social. De este modo se trata de establecer hipótesis explicativas para los fenómenos energéticos en el marco más amplio del sistema económico social. Los factores, que dentro de la concepción ortodoxa aparecen como exógenos, tales como los gustos o la distribución de la riqueza, son incorporados al análisis como variables activas y pasibles de explicación o de transformación por el proceso de planificación.

El análisis teórico se sitúa tanto en el nivel de las unidades de consumo o de producción, donde el estudio de los comportamientos se examinan a partir de subconjuntos homogéneos, como en el nivel global indispensable para observar las repercusiones de las decisiones que se toman dentro del subsistema energético y encontrar algunos de los aspectos que inciden sobre aquellos comportamientos. Así por ejemplo las decisiones de inversión, financiamiento y tarifas de las unidades productoras de las diferentes fuentes de energía pueden tener importantes consecuencias sobre el nivel de la actividad económica, el empleo, la distribución del ingreso o el ritmo de crecimiento de los precios. Por otra parte, la particular trayectoria del proceso de desarrollo habrá de tener una influencia considerable sobre los requerimientos de energía de los diferentes grupos socio-económicos, de las diferentes actividades productivas o el uso de los recursos energéticos.

Por lo que se refiere al consumo, el análisis se sitúa a nivel de las necesidades de los diferentes grupos sociales que se traducen en requerimientos de energía para los distintos usos, tratando de investigar la

influencia de los factores económicos, sociales, culturales y ambientales sobre el nivel de tales requerimientos. Este análisis no se limita tan sólo a los requerimientos que se traducen en demandas en los mercados de las diferentes fuentes sino también a aquellos que se satisfacen sin intermediación del mercado. Este último tipo de situaciones adquiere particular importancia en el medio rural de los países del Tercer Mundo donde existen aún grandes contingentes de población.

Dentro de un plano más global de análisis, esos niveles de requerimientos de las familias y especialmente aquellos que surgen de las actividades productivas dependen del particular perfil que asume el proceso social de acumulación dominante con su correlativo patrón de distribución del producto social. Estas características de crecimiento y distribución son las que determinan la estructura de la demanda agregada y por tanto los requerimientos intermedios y finales de la energía.

En el plano de las actividades de producción, transformación, transporte o transmisión y distribución también se plantea como relevante el carácter de los agentes sociales actuantes como son empresas públicas, empresas privadas nacionales, empresas transnacionales; y su ubicación en la cadena energética: producción, transmisión y distribución de energía eléctrica.

De acuerdo con este enfoque, cada una de esas unidades responde a un patrón de comportamiento con una racionalidad diferente compatible con sus características socio-institucionales. Se presenta en el Gráfico N° 2 la segmentación del mercado eléctrico.

Gráfico N° 2
Segmentación del Mercado Eléctrico



Fuente: Elaboración Propia

El proceso de planificación que se plantea a partir de este enfoque responde a la forma en que se concibe el funcionamiento del subsistema energético y su interacción con el sistema socio económico.

Ante todo, el proceso de planificación abarca a todo el subsistema incluyendo la esfera del consumo de modo tal que no se limita a considerar a la demanda como un dato sino que se plantea el abastecimiento de un nivel mínimo de requerimientos para cada uso de manera compatible con el proceso de transformación que debe suponer toda planificación económico social.

En el nivel del abastecimiento no parte del supuesto de una situación de control total o de consenso absoluto propios de un enfoque normativo de optimización sino del reconocimiento de los conflictos que resultan de las situaciones de poder compartido.

En estos casos resulta muy difícil sino imposible plantearse un óptimo global del sistema de abastecimiento que resulta compatible con los óptimos parciales de las diferentes unidades que forman parte de él sean públicas o privadas. A este respecto, debe tenerse en cuenta que el Estado no puede concebirse como un ente ajeno al sistema socio económico que se constituye en árbitro de los conflictos entre los diferentes agentes sociales; es decir un Estado planificador que posee el poder suficiente como para imponer sus objetivos de "bienestar colectivo". En realidad, el aparato político administrativo del Estado constituye el "espacio" por excelencia donde se dirimen los conflictos sociales.

Las empresas públicas, que integran el subsistema energético, constituyen una parte de ese "espacio" al mismo tiempo que pueden desarrollar finalidades propias en la medida en que la tecnoburocracia que está a cargo de su gestión posee algún grado de autonomía.

El proceso de planificación no puede desconocer estas características del sistema y en función de ello debe plantearse como un enfoque estratégico que se sitúe en el marco de la concertación de grupos sociales que se proponga un determinado proyecto de desarrollo económico-social.

Los métodos de análisis que se proponen dentro de este enfoque resultan también coherentes con esta forma de concebir el funcionamiento del sistema energético y el proceso de planificación apto para su transformación.

Es así que en el análisis y la previsión de los requerimientos se plantean métodos analíticos que permiten diferenciar las características propias de cada grupo social o de cada tipo de actividad productiva.

De manera similar, la forma en que se concibe la planificación del sistema de abastecimiento resulta más compatible con los modelos de simulación que permiten tratar la existencia de objetivos múltiples y presentan una mayor flexibilidad para estudiar las situaciones de conflicto.

En suma, dentro de este enfoque el objeto de la Economía de la energía no se limita al análisis de la oferta y la demanda dentro de la particular industria de la energía sino como el estudio del subsistema energético y sus múltiples interacciones con el sistema socio económico, concibiendo a los procesos de producción y consumo de energía como procesos sociales donde la identificación de las características de los diferentes agentes o grupos de agentes resulta esencial.

De modo coherente, la planificación se concibe como un proceso de transformación de ese subsistema de acuerdo con los objetivos propuestos para el proyecto de desarrollo económico social.

1.3. OPERACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

El término despacho es utilizado usualmente para representar la función de asignar a cada unidad térmica e hidroeléctrica una determinada carga de tal forma que el conjunto de unidades en operación, del parque de generación, satisfaga la demanda eléctrica del sistema considerado, en un instante o periodo determinado, bajo ciertas condiciones de generación.

Cada unidad generadora o grupo de unidades conformando una planta eléctrica, tiene su característica propia de operación, consumo de combustible (o agua) y rendimiento, independiente de las otras unidades o plantas del sistema. Es un ejercicio trivial, determinar qué punto de operación es óptimo (de mayor rendimiento) para cada planta individualmente. El problema surge casi inmediatamente si se consideran tan solo dos unidades diferentes que deben operar en conjunto para satisfacer una carga determinada. Es claro que sería una casualidad muy grande que operando las dos unidades en sus puntos de máxima eficiencia se tenga una oferta exactamente igual a la demanda a satisfacer.

Existe una diferencia sustancial entre una central hidroeléctrica y una termoeléctrica, desde el punto de vista del despacho. Así, mientras que por lo común en el caso de centrales térmicas se considera que la cantidad de combustible es infinita (no es el caso de las nucleares); por lo tanto no es limitante para su operación; en el caso de las centrales hidroeléctricas, la disponibilidad de agua en un período dado es limitada; por lo que no es posible en todo momento la capacidad máxima de las unidades. Este condicionante pone ciertas restricciones al despacho de las hidroeléctricas que no están presentes cuando se trata de un parque de generación puramente térmico.

El problema del despacho cuando en un determinado sistema hay un parque de generación mixto hidrotérmico, no es trivial, requiriendo por lo general la solución de un problema de cierta complejidad.

1.4. LA TEORIA DEL CONSUMIDOR Y SU APLICACION AL ANALISIS ENERGETICO

Al hacer referencia a los enfoques teórico-metodológicos o paradigmas bajo los cuales podría encararse el análisis de la actividad energética se destacó la óptica de la economía industrial, basada, esencialmente, en la llamada "Nueva Economía del Bienestar".

Bajo esta concepción las necesidades a ser satisfechas se analizan en función de las preferencias manifestadas en función de la demanda que refleja la disposición a pagar del consumidor por diferentes cantidades de un determinado bien.

En general la demanda individual de un bien depende en su expresión general de: el precio del bien, el precio de los demás bienes, el ingreso del consumidor; los gustos y preferencias del consumidor están expresados en la forma de la función. Es decir:

$$x = f(p_x, p_1, p_2 \dots p_n, Y)$$

Donde:

x: cantidad demandada del bien X

p_x : precio del bien X

$p_1, p_2, \dots p_n$: precio de todos los demás bienes

(Y): nivel de ingreso

Usualmente se considera que la variable explicativa más importante es el precio del bien, poniéndose en consideración la relación entre posibles precios alternativos y la cantidad demandada, manteniéndose constante el resto de las variables explicativas.

La ecuación de demanda puede escribirse entonces como: $x = f(p_x)$

El pasaje de las curvas individuales de demanda a la demanda de mercado, resulta de la suma horizontal de las curvas de demandas individuales; es decir, se suman las diferentes cantidades que los demandantes compran a determinados precios. En el Cuadro N° 1 se resume esta proposición:

Cuadro N° 1
Curvas de Demandas Individuales

Precios del bien x	Cantidad Demandada por el consumidor k				Demanda de mercado a precios pi
	k = 1	k = 2	...	k = n	
p1	X ₁₁	X ₁₂		X _{1n}	$\sum_{k=1}^n X_{1k}$
p2	X ₂₁	X ₂₂		X _{2n}	$\sum_{k=1}^n X_{2k}$
...					
pi	X _{i1}	X _{i2}		X _{in}	$\sum_{k=1}^n X_{ik}$

Fuente: Elaboración Propia

Sin embargo cuando se habla de la demanda de un bien se hace generalmente referencia al agregado de las demandas individuales (de los individuos o de las unidades productivas). En este caso se tendría una función del tipo:

$$X = g (p_x, p_1, p_2 \dots p_n, Y)$$

Siendo:

Y un indicador del poder económico (ingreso en el caso de las familias o producción en el caso de una empresa industrial)

Por otra parte, dentro de este enfoque:

- a) La teoría del consumidor supone que el individuo utiliza una racionalidad de maximización y que es soberano en el proceso de elección; es decir, que el consumidor es una unidad de decisión independiente y racional, que obtiene un ingreso de libre disponibilidad, que lo destina a la adquisición de una canasta de bienes que maximiza el bienestar individual derivado de sus ingresos. Los empresarios se adaptarán a los deseos del "consumidor soberano" en el sentido de que producirán los bienes que tienen demanda en el mercado, por ser los más rentables.
- b) Se plantean, entre otras, funciones de preferencia para los distintos bienes de consumo, las que determinan la demanda de bienes y servicios, las cuales, conjuntamente con las funciones de producción, definen un modelo de equilibrio general entre cantidades demandadas y ofertadas.
Se admite entonces la absoluta independencia entre las distintas funciones individuales de preferencia, ya que ellas son los datos exógenos que permiten funcionar al modelo.

- c) Este equilibrio general que en condiciones de competencia perfecta induciría una asignación óptima de los recursos, parte de una distribución dada de la riqueza que, junto con los precios de los factores, determina la distribución personal del ingreso.

La demanda de energía

Dentro de este enfoque la tasa de crecimiento de la demanda de un bien energético (electricidad, por ejemplo) depende de factores tales como:

- a) Incremento del número de usuarios.
- b) Incremento del ingreso real por familia e incremento del producto real por empresa.
- c) Cambios en el precio real del energético analizado.
- d) Cambios en el precio real de energéticos sustitutos.

De todos estos elementos interesa evaluar los efectos de las principales variables explicativas en base a la estimación de las elasticidades, basadas en estudios econométricos. Tales estudios econométricos pueden provenir de análisis realizados sobre otros países o regiones, o en el mismo sistema de análisis.

Cuando es necesario, los efectos de las variables se miden por sector (residencial, comercial, industrial y gubernamental) y luego se agregan.

Muchos autores agregan a las variables consideradas más arriba otras adicionales tales como: los precios de los artefactos para utilizar la fuente y el grado de urbanización.

Es importante destacar que la variable Ingreso real por familia suele basarse en el crecimiento del Ingreso Nacional per cápita, es decir que en el caso de los consumidores residenciales se los considera totalmente homogéneos. En el caso de unidades productivas se suele trabajar con Valores Agregados Sectoriales.

El análisis a través del mercado, cuyo objetivo es la "eficiente" asignación de los recursos, muestra algunas falencias cuando la realidad no cumple las hipótesis de la teoría; entre ellas merecen destacarse:

- Externalidades
- Bienes colectivos
- Mercados imperfectos
- Rendimientos crecientes

El efecto que tales falencias tienen sobre la validez de los análisis desde la óptica del bienestar e interesa ahora que concentremos nuestra atención sobre aquellas limitaciones que subyacen aunque se plantee la plena validez de las hipótesis; entre ellas merecen citarse.

- i) La definición de demanda requiere de la existencia de un mercado que relacione las cantidades de un bien que los demandantes estén dispuestos a adquirir con precios determinados. Si consideramos la realidad de algunos

países latinoamericanos, en los cuales una gran cantidad de energía es apropiada directamente (leña) para satisfacer sus necesidades, podemos observar que de considerarse únicamente la demanda y no el consumo real se ignoraría una parte sustancial del sistema analizado. Además de la apropiación directa, existen otros mecanismos por los cuales se utiliza energía sin que ésta pase forzosamente por un mercado. Por ejemplo, la utilización de residuos de producción con fines energéticos en el caso de algunos de los sectores agroindustriales, industriales y en el productivo rural.

ii) El precio es considerado como la variable más importante en la especificación de la función de demanda, y a partir de la estructura de precios "relativos" de las distintas fuentes se pretende inducir una asignación eficiente de los recursos (ingresos) del consumidor. Esta afirmación es bastante difícil de sostener en la medida que en la explicitación de la demanda solvente de energía existe una imbricación muy estrecha de tres componentes: usos, fuentes energéticas y equipos de transformación, componentes estos que pueden jugar un rol más protagónico que los precios de la energía.

En el caso de los sectores productivos, la elección de una tecnología puede implicar la opción conjunta de equipos de utilización y fuentes energéticas para usos diversos con un costo de inversión determinado. No es el precio del gasoil el que va a determinar una tecnología dada (mecanización) del sector productivo rural, ya que si bien puede ser uno de sus determinantes, un conjunto de otras variables tales como: costos de inversión en tractores, valor de la producción, capacidad económico-financiera del productor, son los que en definitiva determinarán la adopción de esa tecnología.

Sin negar la importancia de los precios, creemos conveniente relativizarla e incluirla como determinante de las funciones de consumo conjuntamente con el resto de variables que el enfoque neoclásico a veces ignora.

iii) Algunos estudios, basados en la teoría del consumidor, distorsionan el significado del concepto elasticidad/precio. Por definición la elasticidad-precio es una medida que dimensiona una intensidad de cambio en los consumos ante cambios en los precios.

La distorsión de este concepto se produce cuando se pasa de las demandas individuales a la demanda agregada o de mercado tanto en el corto como en el largo plazo. En efecto, en el caso de la elasticidad de corto plazo, en general se la calcula a partir de los cambios registrados en los consumos de un conjunto de consumidores en un momento determinado; por el contrario en el caso del largo plazo, se lo hace a partir de series históricas.

En el primer caso no se mide un cambio de intensidad, ya que se están midiendo variaciones de consumos por existir consumidores diferentes y no diferencias de consumo de un mismo consumidor.

En el segundo, se toma el efecto de expansión del mercado o no se tiene en cuenta que al considerarse períodos de tiempo sucesivos (en general series de 10 años o más) los cambios en los consumos obedecen o bien a un grupo de consumidores diferentes entre el año inicial y final, o bien a cambios de otras variables que posibilitan el incremento o decremento de las cantidades consumidas.

En ninguno de los dos casos se miden realmente intensidades de cambios en los consumos ante cambios en los precios, sino que aparecen confundidos elementos explicativos diferentes a los precios, que intervienen como determinantes de las unidades de consumo analizadas.

Los procesos de sustitución hacia el futuro pueden ser difícilmente calculados. El enfoque de economía industrial, además de ser un análisis parcial, no considera un conjunto de elementos que el desarrollo del pensamiento en esta área ha considerado vitales para comprender el funcionamiento del sistema. Entre ellos merecen incluirse: el concepto de requerimientos, los usos energéticos en términos de energía útil y neta y las limitaciones del concepto demanda.

Requerimientos Energéticos

La energía no es necesaria en sí misma sino que está ligada a la satisfacción de otras necesidades, como alimentación, vivienda, transporte y otros.

No existe necesidad específica ni en cantidad ni en naturaleza, por lo que la noción de normas abstractas en términos de cantidad de energía (kep) no tiene sentido. Es por esto que resulta inevitable definir un equivalente, al que denominaremos requerimiento energético en el sentido de definirlo por no ser una necesidad específica. Por ejemplo a los requerimientos de energía para transporte, relacionado con la necesidad de desplazamiento de personas no puede asociarse la idea que fundamentalmente se necesiten x litros de gasolinas y un automóvil, ya que la acepción de este término es: acción y efecto de requerir. Siendo la definición de requerir:

- Reconocer o examinar el estado en que se halla una cosa;
- Necesitar o hacer necesaria una cosa.

La necesidad social de desplazarse puede realizarse por otros modos de transporte que pueden utilizar otras fuentes energéticas; es en este sentido que la energía no es una necesidad específica, o un fin en sí mismo. Por otra parte, la energía interviene como requerimiento final o intermedio en la satisfacción de las necesidades sociales. Como requerimiento final, en la medida que es utilizada por la sociedad para satisfacer las necesidades de alimentación (coccción y abastecimiento de agua, ...), de confort (calefacción o refrigeración); intermedio, porque también es utilizada por las actividades del sistema productivo, orientadas a su vez a la satisfacción de necesidades sociales.

En los requerimientos finales se incluyen todos aquellos consumos, dentro de los límites de la vivienda, de cualquier fuente energética; en los requerimientos intermedios, los consumos asociados a la producción de bienes y servicios quedando una interfase entre ellos que será necesario definir en cada caso de análisis: el transporte.

Dado que anteriormente se ha escrito que en este punto se trataba de definir la forma de evaluar los requerimientos energéticos, lo analizado hasta ahora no completa dicha búsqueda ya que para ello es necesario encarar el análisis de otros conceptos: los usos energéticos y la forma de contabilizar la energía.

Los Usos Energéticos: Energía Útil y Neta

La utilización de la energía para satisfacer necesidades sociales se concretiza o materializa por medio de los usos energéticos. Por ejemplo, el uso cocción que implica disponer de energía calórica a baja temperatura es originado por la necesidad de alimentarse; el abastecimiento o bombeo de agua que implica disponer de energía mecánica (fuerza motriz fija o móvil) es la consecuencia de un conjunto de necesidades: higiene, preparación de alimentos, riego o bebida animal en el sector agrícola.

El uso energético interviene como un concepto que relaciona la dimensión del sistema socio-económico y la dimensión física del sistema energético. Es un concepto que permite especificar o expresar los requerimientos, caracterizándolo en sus diversas componentes físicas. También el concepto de uso energético permite especificar de manera bien precisa las condiciones de utilización de la energía y proceder a una enumeración de los diferentes modos en que la energía interviene tanto en los requerimientos finales (específicos y derivados de las familias) como en los intermedios (actividades productivas) definidos en el punto anterior.

Un listado completo de usos deberá contemplar las particularidades socio-culturales y económicas de las necesidades a satisfacer en cada caso; sin embargo podemos, en forma resumida, distinguir como principales usos que tiene la energía a: la energía mecánica (destinada a proveer movimiento y fuerza motriz), la energía térmica (destinada a proporcionar calor en sus diversas formas -directo, vapor, y otros), y eléctrica específica (en electrólisis, equipos electrónicos, y otros.)

En cuanto a los usos específicos, en general se los denomina de esta manera cuando en algún tipo de actividad o proceso se puede utilizar en forma exclusiva un sólo tipo de combustible o la electricidad. Adelantamos aquí los principales usos energéticos de las familias que se pueden analizar de acuerdo a la clasificación proporcionada previamente de los requerimientos.

Usos: Iluminación, climatización (calefacción, ventilación y/o refrigeración), cocción, conservación de alimentos, calentamiento de agua, abastecimiento o bombeo de agua, esparcimiento.

El equipamiento energético es la componente técnica, que conjuntamente con una fuente energética hace posible la realización del uso, ya que no hay utilización posible de la energía sin recurrir a algún tipo de equipamiento, aunque éste sea muy rudimentario.

En cuanto a la cuantificación de los requerimientos en los diferentes usos, es necesario precisar la forma en que se mide o contabiliza la energía, ya que para satisfacer un mismo nivel de requerimiento (energía útil), en cantidad, se lo puede hacer con cantidades físicas diferentes de energía (energía neta).

La energía útil es la diferencia entre el consumo neto (o final) y las pérdidas producidas durante la utilización. Es decir que de acuerdo al uso, los modos de utilización, el tipo de equipamiento utilizado y la fuente de energía consumida, existirá un diferencial entre la energía neta y la energía útil. Dicho diferencial es consecuencia del Rendimiento que tienen para cada uso las diferentes fuentes, equipos y modos de utilización. A modo de ejemplo, el caso del requerimiento de energía para el uso cocción según sea abastecido con leña (rendimientos entre 3 y 20%), o gas licuado (rendimiento de 65%), o electricidad (rendimiento de 80-90%) es elocuente.

De este modo no es sólo el nivel cuantitativo alcanzado a nivel de energía neta lo que caracterizará una función o grupo consumidor, es necesario precisar también la naturaleza y la calidad de la energía utilizada (calor de baja o alta temperatura, fuerza motriz y otros). En general el concepto de calidad de la energía requerida para un proceso está asociado a la temperatura a la cual dicha energía es requerida, así por ejemplo una cantidad de energía requerida a 300°C tendría una mayor calidad que otra requerida a 40°C.

Dicha precisión exige el análisis de los usos y su cuantificación a nivel de energía útil para evaluar en qué medida se satisfacen realmente los requerimientos energéticos, existiendo distintas combinaciones posibles que hacen a la elección de fuentes y equipos para satisfacer un uso. En efecto:

- a) Una fuente puede satisfacer varios usos, como es el caso de la energía eléctrica que puede abastecer los usos calentamiento de agua, calefacción, iluminación, refrigeración, cocción y otros.
- b) Un uso puede ser abastecido con distintas fuentes, por ejemplo en el uso calentamiento de agua que puede abastecerse con gas distribuido, gas licuado, energía eléctrica y otros.
- c) Para un uso y una fuente determinados pueden existir más de un equipo, por ejemplo en el uso cocción abastecido con leña se pueden presentar como equipos: la cocina económica, el brasero, las tres piedras, el fogón, las parrillas.

Desde el punto de vista técnico, puede definirse un orden entre los rendimientos de las diferentes formas de energía útil obtenida y la energía final consumida en cada uso; pudiendo afirmarse que para la utilización de una fuente en un uso, tiende a verificarse una relación directa entre el rendimiento del equipo y el monto de inversión que deba efectuar el usuario. Por otra parte, no puede establecerse una relación tan clara entre el nivel de rendimiento de las diferentes fuentes en un uso determinado y la inversión correspondiente a los equipos complementarios.

De este modo, las posibles relaciones entre usos-fuentes-equipos tiene una particular importancia en el análisis de las satisfacciones de las necesidades sociales tanto presentes como futuras.

La medición en términos de energía útil no es tan sencilla como a priori puede deducirse de la simple multiplicación:

$$\text{Energía útil} = \text{Energía neta} \times \text{Rendimiento}$$

Porque el rendimiento es función de la fuente, el equipamiento y su forma de utilización, siendo esta última componente de difícil medición.

Relación entre Requerimientos, Consumo y Demanda

De acuerdo a las definiciones expuestas, es conveniente en este punto aportar elementos que permitan relacionar los conceptos de requerimientos, consumo y demanda.

Si definimos al consumo (en este caso de energía) como lo efectivamente realizado (tanto de los requerimientos como de la demanda); es decir, aquella fracción (o total) que realmente se materializa en la satisfacción de una necesidad, se puede establecer una relación entre los tres conceptos que debe tomar los siguientes órdenes:

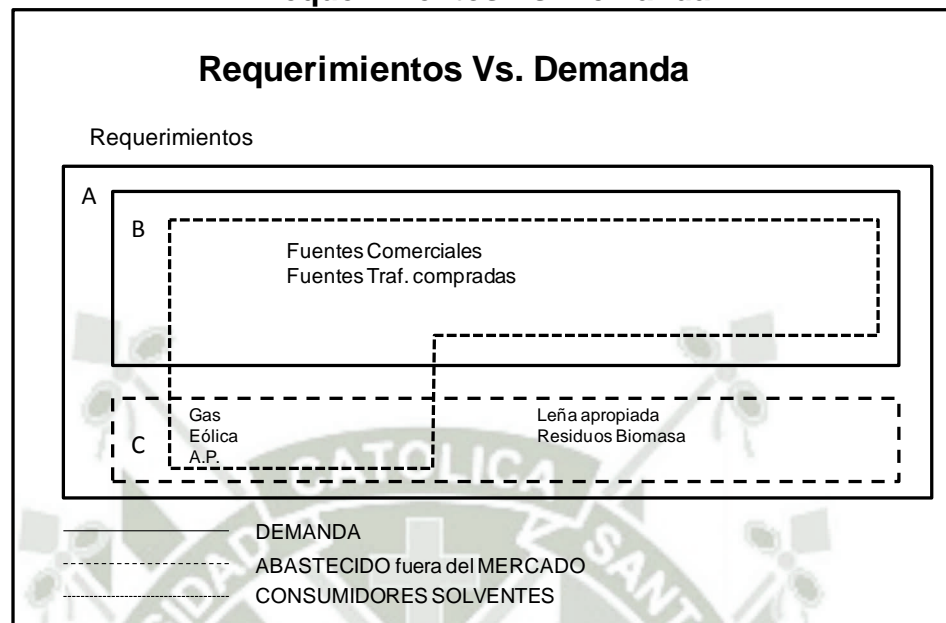
$$\text{REQUERIMIENTO} \geq \text{CONSUMO} \geq \text{DEMANDA}$$

Algunos autores plantean otras formas de medir la energía útil, considerando el concepto de energía útil relativa (toma una fuente energética como referencia y rendimiento 1 y rendimientos relativos de las otras fuentes a la de referencia) o desdoblado el rendimiento en dos partes: uno de transformación (del equipo) y otro de utilización (forma en que es utilizada); es decir, que en términos absolutos los requerimientos pueden ser mayores o iguales que el consumo y éste, a su vez, mayor o igual a la demanda.

Esta relación es la que a menudo puede encontrarse en países en desarrollo, ya que es muy frecuente que la necesidad de abastecer un uso determinado - requerimiento (no sea abastecida en su totalidad –consumo) y con fuentes que necesariamente se presenten en un mercado (demanda).

En el Gráfico N° 3 siguiente se esquematizan los tres conceptos.

Gráfico N° 3
Requerimientos Vs. Demanda



El rectángulo mayor (A) incluye la totalidad de los requerimientos mientras que la suma de los rectángulos (B) y (C) representará el consumo y siendo el (B) los energéticos que pasan a través del mercado y (C) los energéticos para los cuales no existe un mercado.

$$A > B + C > B$$

$$\text{Requerimientos} \geq \text{Consumo} \geq \text{Demanda}$$

La suma de las limitaciones ya mencionadas y la necesidad de incorporar los conceptos desarrollados, ha dado lugar a un enfoque novedoso (llamado sistémico) para abordar el análisis del comportamiento de las unidades de consumo.

El Análisis Sistémico Aplicado al Estudio de Requerimientos

El enfoque sistémico se basa en un conjunto de principios, que guían la identificación de las estructuras de consumos en todos los sectores. Estos principios son:

a) Precisar las características de los consumos dentro de un análisis dinámico

Las relaciones causales o funcionales de los determinantes de los requerimientos energéticos pueden mostrar una mayor o menor variabilidad a lo largo del tiempo, así como también pueden mostrar una mayor o menor variabilidad los propios determinantes.

De esta forma, un análisis dinámico (definido como aquel que estudia los comportamientos de las variables en períodos anteriores y subsiguientes), parece adecuarse más a la problemática del estudio

que nos ocupa, que el análisis estático (definido como la determinación de las relaciones o de los componentes sobre la base de un corte temporal).

El problema que se plantea con esta distinción es el pasaje de un análisis estático de los determinantes y de la relación que los ligan a los requerimientos a uno de tipo dinámico, ya que por lo general (como veremos más adelante) la información (o conjunto de observaciones) sobre la que se apoyan los estudios con cierto grado de desagregación responde a un análisis por corte.

b) Variabilidad de los determinantes y de las relaciones en el corto o largo plazo

Los diferentes determinantes a considerar en las distintas funciones de requerimientos, para cada sector, muestran diferentes grados de variabilidad o evoluciones en el tiempo; algunos presentan un mayor grado de inercia (factores tecnológicos) que otros (precios). Desde un punto de vista más amplio sería conveniente considerar a los diferentes elementos (y sus variabilidades) que conforman al sistema económico, que diferencien al corto del largo plazo.

En general el corto plazo está contemplado, por la teoría económica, como aquel período de tiempo en el cual no se producen cambios sustanciales en ciertas componentes del sistema (tecnológicas, equipos); mientras que el largo plazo, es aquel período de tiempo en que sí se producen esos cambios.

Adaptando esta noción al tema particular del carácter de las relaciones y los determinantes de los requerimientos energéticos, será necesario entonces, tratar de separar determinantes de corto plazo de los de largo plazo. Es decir, estamos suponiendo la existencia de variables que no sufren modificaciones sustanciales dentro del corto plazo (cambios en los equipamientos, o tecnológicos de un proceso de producción) y variables que sí pueden presentar dichos cambios (precios de la energía).

c) Necesidades sociales y requerimientos de energía útil

Las necesidades sociales que generan los requerimientos de energía útil física, son fundamentalmente las mismas en los diferentes países: necesidad de confort climático, que da lugar a una necesidad de calor o frío según las latitudes, necesidades de alimentación, que se traducen por requerimientos de calor para la cocción de los alimentos, requerimiento de energía mecánica para el abastecimiento de agua y la preparación de alimentos; necesidad de movilidad que genera los requerimientos de energía mecánica.

Al mismo tiempo estas necesidades primarias se expresan de formas muy diferentes y son de intensidades muy variables según el entorno geográfico, socio-cultural, económico y tecnológico en el cual está inserto el sistema en estudio, de ahí los requerimientos de energía útil tan disímiles que puedan observarse.

Los requerimientos de energía útil pueden evolucionar de acuerdo a dos grandes procesos de naturaleza socio-económica.

i) Las modificaciones en la expresión de las necesidades sociales, como resultado de las transformaciones estrechamente relacionadas con el entorno socio-cultural, tecnológico y económico, modifican también las relaciones entre los requerimientos de energía útil y esas necesidades sociales. Es necesario recalcar en este sentido la importancia que puede tener en esas transformaciones la difusión de una energía comercial y la tecnología asociada a ella; dos ejemplos pueden ayudar a visualizar esta problemática:

- La expansión del automóvil particular en los países industrializados de occidente ha duplicado las necesidades de movilidad en los últimos 30 años.

- La penetración del GLP en ciertas zonas rurales de algunos países en desarrollo ha modificado los modos de alimentación y de cocción, por lo tanto también se han modificado los requerimientos de energía útil.

ii) Las modificaciones de los niveles de satisfacción deseados de las necesidades sociales (intensidad de las necesidades), como consecuencia directa de las transformaciones del entorno económico (precio de la energía, ingreso familiar, precio relativo a los bienes), modifican proporcionalmente el volumen de los requerimientos de energía útil asociadas: por ejemplo duplicar la iluminación, calefaccionarse con 2º C suplementarios.

El juego combinado de las diferentes influencias i) y ii) puede ilustrarse a partir de la evolución de los requerimientos de energía en los países industrializados, para los cuales se han verificado entre otros, los siguientes procesos:

- Los requerimientos de energía para calefacción han aumentado en los últimos tres decenios en toda Europa Occidental de manera espectacular a pesar de los adelantos registrados en materia de aislación en la construcción. Esto se debe en parte a la expansión de los sistemas centralizados de calefacción, es decir generalizando al conjunto del hábitat las temperaturas que otrora eran reservadas a la habitación principal, estas técnicas han contribuido a aumentar considerablemente los requerimientos de energía inducidos por la necesidad de confort térmico (cambiando de esta forma la intensidad y la expresión de la necesidad de confort). Los factores explicativos de

estas transformaciones se deben al juego combinado de la elevación de los ingresos y a los bajos precios de los hidrocarburos de la época. La pregunta que cabe hacerse a esta altura es si el encarecimiento de los precios puede frenar la expansión de estos sistemas en los países en que aún no han penetrado o recién comienzan con estos sistemas.

- Un fenómeno similar se ha producido en dichos países con el agua caliente para la higiene personal o general de las familias, pero bajo el efecto de dos elementos diferentes: el primero surge con la expansión generalizada de la necesidad de agua caliente para fines sanitarios, el otro, cuyos efectos son cuantitativamente más importantes, obedece al equipamiento progresivo de las viviendas con salas de baño y duchas, equipamiento éste que se generaliza sistemáticamente para las construcciones nuevas a partir de los años 60. Es evidente que este fenómeno ha seguido a la elevación de los ingresos, pero poco tiene que ver con los precios de la energía. Por lo tanto esta transformación en los requerimientos energéticos para el calentamiento de agua es la traducción del desarrollo de una nueva necesidad social, probablemente ligada a un nuevo modo de vida urbano.

- Dos factores principales explican el desarrollo de los requerimientos de energía eléctrica en el sector residencial: la generalización de la iluminación eléctrica y el crecimiento substancial de equipos electrodomésticos tales como máquina de lavar, refrigeradoras, cocinas, hornos. Si bien el primer elemento es de naturaleza puramente técnica, el segundo es una consecuencia directa del nivel de ingreso. Finalmente parece que los niveles y tendencias de los precios de la energía eléctrica han jugado un rol sólo marginal en la evolución de los requerimientos de energía eléctrica; es que existió una desproporción considerable entre los costos de los equipos electrodomésticos y los costos de la energía eléctrica asociados a su utilización.

El Análisis Sectorial

Desde el punto de vista sectorial, es obvio que existen marcadas diferencias en el comportamiento de un consumidor si éste se trata de un industrial, o una familia, o un productor primario, ya que el tipo de necesidades que la energía abastece en cada caso son distintas. También es obvio que los determinantes de los consumos y de los requerimientos se expresan de manera diferente según el sector.

Además resulta de gran relevancia la necesidad de analizar en cada sector clases o grupos de consumidores que presenten algún tipo de diferenciación entre ellos. De esta forma surgen distintos grupos (ramas del sector industrial; actividades del sector terciario; modalidades de transporte; grupos sociales del sector residencial) de un mismo sector a los cuales se les puede asociar una función de consumo determinada.

La consideración de distintos grupos dentro de un sector obedece a la búsqueda, identificación y posterior cuantificación, si es posible, de los determinantes. Así, la cantidad y calidad de energía utilizada por una familia de altos ingresos será diferente a la de bajos ingresos porque se abastecen necesidades diferentes, o porque la disponibilidad de energía puede ser diferente; otro ejemplo puede darse en que la cantidad y calidad y tipo de energía requerida por la industria siderúrgica (y aún dentro de ésta según su tecnología) será seguramente diferente a la requerida por la industria textil.

De este modo surge claramente que al ser la energía un bien no homogéneo, que abastece necesidades diferentes según un contexto económico, social, cultural y tecnológico determinado, los consumidores no presentarán un comportamiento homogéneo, a menos que se realice, dentro de cada sector, sub-sector o actividad, algún tipo de desagregación que tienda a dicha homogeneidad. Pero esta desagregación no es ilimitada. Los límites se observan cuando aparecen problemas de identificación de grupos heterogéneos, o sea cuando tal diferencia no existe; cuando la información en que se basa la cuantificación de las funciones no es confiable (obviamente a mayor desagregación corresponde un esfuerzo en la búsqueda de información superior al caso de la demanda agregada) o inexistente; cuando los objetivos del estudio no requieran dicha desagregación.

Este último límite, se refiere específicamente a si el instrumento de análisis es meramente descriptivo, explicativo y/o predictivo.

d) Definición de módulos homogéneos

La necesidad de estudiar la estructura interna de las unidades de consumos, traducidas por una función o modo de consumo, en un análisis dinámico que tenga en cuenta el corto y largo plazo, que trate a la energía como un bien no homogéneo requerida para abastecer necesidades en usos diferentes y, por otra parte, visto las limitaciones que el enfoque neoclásico de la teoría del consumidor presenta, nos lleva a plantear el concepto de módulo energético homogéneo como alternativa para la búsqueda, identificación y cuantificación de los determinantes de los requerimientos energéticos.

Un módulo energético homogéneo está definido por un conjunto de consumidores homogéneos agrupados sobre la base de uno o varios criterios: sociales, económicos, demográficos, climáticos, espaciales, tecnológicos, abastecido con o sin determinadas fuentes energéticas, abastecidos por sistemas centralizados o descentralizados de producción de energía; es decir, se trata de desagregar las unidades de consumos (familias, industrias, modos de transportes, sectores de la producción rural) de un sistema en diversas categorías que presenten cierta unicidad en los modos de consumo -entendiendo por modo de consumo la forma en que la energía es requerida cuantitativa y cualitativamente- de manera de identificar y cuantificar los

requerimientos energéticos a partir de una matriz por fuentes y por usos para el consumo total de energía útil de cada unidad de consumo.

De esta forma, se puede apreciar que la incidencia de los determinantes puede variar sensiblemente de un módulo a otro. A modo de ejemplo, un aumento de precios de la energía eléctrica de un x% afectará de forma muy diferente a la industria del aluminio (en la cual el gasto en energía eléctrica representa el 60% de los consumos intermedios) que a la industria alimenticia (para la cual representa el 6%).

Otra de las ventajas específicas que podemos asociar al concepto de módulo energético homogéneo es la posibilidad de percibir los fenómenos de sustitución entre fuentes energéticas, ya que es solamente a nivel de módulo energético homogéneo y para un uso determinado donde se plantea la problemática de elección entre fuentes energéticas para obtener una misma cantidad de energía útil requerida para satisfacer una determinada necesidad social.

Es también sobre este concepto de módulo homogéneo que reposa la construcción y elaboración de los métodos y modelos analíticos de previsión de requerimientos.

La cantidad de módulos a considerar en cada sector (lo que constituye la configuración de dicho sector) depende del sistema que se analice y la forma en que se estructuren las jerarquías entre los criterios adoptados para la desagregación del sector.

A modo de síntesis podemos tratar de expresar gráficamente la relación existente entre la demanda agregada de energía y el enfoque analítico a través de los módulos energéticos homogéneos.

1.5. ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL CON FINES ENERGÉTICOS

Durante el desarrollo del presente Capítulo de Economía de la Energía se presentaron, en forma genérica, los siguientes conceptos energético-económicos:

- Oferta y Abastecimiento
- Sistemas Centralizados y Descentralizados
- Orígenes Alternativos del Abastecimiento
- El Sistema de Transformación de Energía
- Intensidad en el uso de Recursos Económicos
- Grado de Obsolescencia e Inercia del Sistema

El gas natural es una fuente convencional, y al igual que en el caso del resto de los hidrocarburos, su oferta pasa a través del mercado, excepto el consumo propio de yacimientos y plantas compresoras, el gas venteado y el reinyectado; por tanto, la oferta es menor que el abastecimiento total dado que existe una parte de la producción no aprovechada y otra que se

utiliza en forma directa sin pasar por un mercado formal.
En general el gas natural forma subsistemas centralizados ya que la energía se abastece mediante redes de distribución.



CAPITULO II: ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DEL PERÚ

2.1. LA MATRIZ ENERGÉTICA PERUANA: SITUACIÓN ACTUAL

A inicios del presente siglo, con la puesta en valor del proyecto Camisea, el Perú anunció un cambio de matriz energética, orientada a desplazar al petróleo con el gas natural.

Las mayores fuentes de energía comercial conocida en el Perú son la hidroenergía y el gas natural. En esta primera década del siglo se tiene abundantes fuentes no desarrolladas de hidroenergía, la situación es que:

- (i) La producción hidroeléctrica ha disminuido su participación en la producción eléctrica del 85% al 40%, habiendo sido sustituida por el gas natural.
- (ii) Se ha comprometido con la exportación cerca de la mitad de las reservas certificadas de gas natural, a precios ínfimos.
- (iii) Se ha denegado el suministro de gas a consumidores locales, por un motivo de fondo que es falta de reservas.

Lo último ha sido consecuencia de una generación termoeléctrica apoyado en un gas barato (Camisea) que ha penetrado dentro del mercado eléctrico. Habida cuenta que existe preocupación por la insuficiencia de las reservas de gas natural y dado que el mayor consumidor de gas natural es el sub-sector eléctrico, se ha tomado medidas que deberían tener repercusión, incluso notoria, en la matriz eléctrica a mediano y largo plazo:

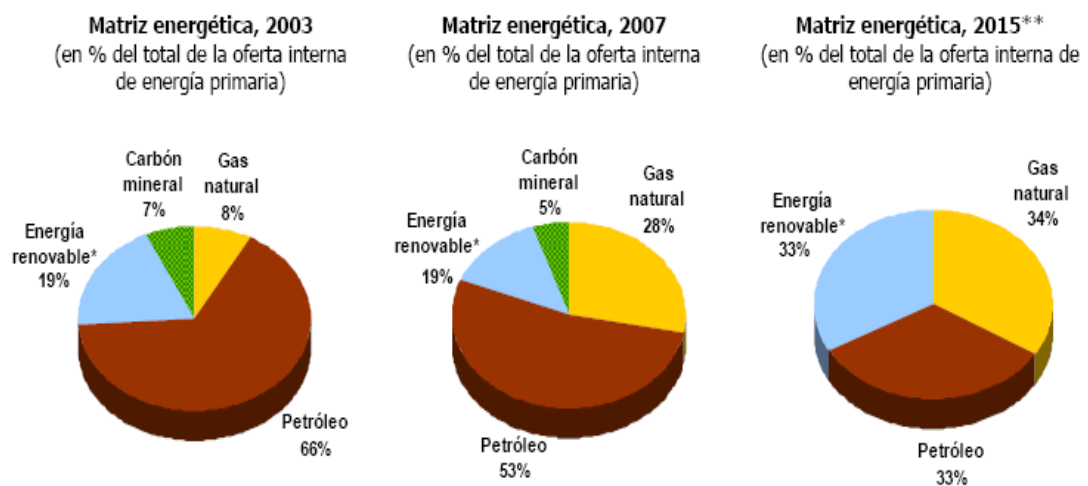
- a) Se ha asignado al sub-sector eléctrico una cuota obligatoria de consumo de Recursos Energéticos Renovables (RER) distintos de la hidroenergía, a ser asignada mediante subasta (licitación).
- b) Se ha asignado otra cuota obligatoria de RER proveniente de pequeñas centrales hidroeléctricas.
- c) Se ha subastado una cuota significativa a ser aportada por centrales hidroeléctricas.
- d) Se ha iniciado un convenio binacional con Brasil, tendiente a una integración eléctrica y al desarrollo del Potencial Hidroeléctrico Nacional (PHN) de la Amazonía.

Todo este nuevo programa se viabiliza mediante el incremento del precio de la energía eléctrica. Así, frente a un precio regulado monómico en AT de US\$ 40/MWh, en la última subasta de hidroenergía se ha asignado una cuota que acepta un precio de US\$ 60/MWh; es decir, corresponde a un incremento de 50% en el precio de la energía generada. El temido efecto social y político como consecuencia de levantar significativamente las tarifas no es perceptible, pues tendrá efecto luego de varios años, que es lo que tardará la ejecución de esos proyectos.

Se había fijado como meta un plazo hasta el 2015 de una futura estructura de participación de las energías primarias (dieta energética) de un tercio de petróleo, otro tercio de gas natural y un tercer tercio de energías renovables, como hidroenergía y bioenergías; tal como se muestra en el Gráfico N° 4.

Gráfico N° 4

Gas natural: Cambios en matriz energética



*Incluye hidroenergía, biocombustibles y energía no convencional (geotérmica, eólica, solar).

**Este objetivo fue planteado en el 2005.

Fuente: DGH - MINEM

En sus primeros años de vida 1970 el Ministerio de Energía y Minas (MEM), llevó adelante, con propia estructura y cooperación internacional, un programa de estudio de su Balance Nacional de Energía (BNE), lo cual le permitió contar con una herramienta de diagnóstico. La función se mantuvo, pero fue decayendo en las décadas siguientes y la cooperación internacional disminuyó o desapareció. Se mantuvo la emisión de los Balances Nacionales (Anuales) de Energía (BNE), pero continuó la extrapolación vía actualización de los balances antiguos, con lo que sus cifras fueron perdiendo valor y sus resultados alejándose de la realidad. A fines de los años 90, el BNE incluía magnitudes y proporciones de energía no comercial, que claramente no representaban la realidad y consecuentemente tuvieron que ser corregidos.

Sobre un sistema energético reposa la capacidad operativa de un país, tanto en lo que se refiere al servicio público como a su aparato productivo. Todo funciona en base a energía y todo se detiene cuando le falta energía.

El abastecimiento energético y un adecuado servicio eléctrico son de interés público. La aspiración de una nación es lograr un abastecimiento

energético seguro y de adecuada calidad, ambientalmente tolerable, socialmente solidario y sostenible a largo plazo dentro de precios razonables.

Su materialización es tarea de Estado y ocupación permanente del Ministerio de Energía y Minas. Las soluciones son siempre transaccionales: se cede en un aspecto para obtener algo mejor en otro. Los hilos finos de la política energética establecen la prelación entre las cualidades que se persigue. Los hilos gruesos son los marcados por la ley eléctrica y su reglamento. La consabida expresión de “no existe política energética”, expresa que no se percibe manejo de hilos finos hacia un objetivo de interés común.

La concepción y materialización del sistema energético es tarea compleja y dinámica. Involucra a distintos actores, teniendo en los extremos a los consumidores y a los proveedores, con legítimos intereses y obligaciones recíprocas que se necesita conciliar y hacer converger hacia un objetivo común. El logro de ese objetivo va trazando en las décadas una ruta que pasa por metas sucesivas. El interés legítimo del lado del consumidor es el suministro adecuado; del lado del proveedor es la remuneración adecuada. El interés de uno se salda con la obligación del otro.

El sistema energético de una nación está permanentemente en transformación y en expansión. Se materializa a través de proyectos individuales, con diversos gestores. Cada uno de esos proyectos de cientos de millones de dólares y calendarios quinquenales es sólo una pieza dentro de un gran rompecabezas. Son piezas que necesitan orientación y percepción de la seguridad de poder encajar sin sobresaltos en el complejo sistema energético. El gestor de cada uno de esos proyectos no tiene la misión de salvar al mundo; su misión es una inversión rentable dentro de un mundo estable.

Los proyectos eléctricos se decantan durante extensos procesos de análisis. Las obras son complejas. Su financiamiento es una tarea mayor. La ejecución de un proyecto energético demanda conocimientos multidisciplinarios, altamente especializados y experiencia. Cada proyecto hidroeléctrico significativo se caracteriza por plazos muy largos y por insumir grandes inversiones: entre identificar opciones y culminar obras transcurren de 5 a 10 años.

En el presente siglo, el mercado eléctrico peruano vino experimentando un importante crecimiento en la demanda, acorde al desarrollo económico que venía teniendo el país. Tras la crisis económica internacional ocurrida a partir del último trimestre del año 2008, el crecimiento de la demanda eléctrica decreció y, a octubre de 2009 mostraba prácticamente las mismas cifras de un año atrás; esto impidió que se evidenciase una crisis debida a que el crecimiento de la oferta no pudo seguir al de la demanda.

El mayor reto es poder ampliar la infraestructura eléctrica de generación,

transmisión y distribución al ritmo que impone la demanda de energía.

Representativo de la situación es el hecho que hace 10 años (inicios de siglo) la demanda por generación crecía a razón de 100 a 150 MW/año y la transmisión se ampliaba con líneas de 220 kV. A inicios del año 2008, antes de la crisis económica internacional, gracias al alto precio de los minerales de los cuales el Perú es exportador, la demanda crecía al ritmo de 350 MW/año y se proyectaba que al finalizar el primer decenio del siglo podría estar creciendo a 500 MW/año. Esta situación obligó a pensar en proyectos de generación de mayor envergadura individual para el mercado local y en sistemas de transmisión de mayor nivel de tensión. Se sumaba, positivamente, el hecho de contar con energía limpia y barata, tanto en hidroenergía de grandes caídas como en gas natural, a precios bastante bajos.

En respuesta a la crisis del año 2004 se modificó el marco legal con la intención declarada de lograr un sistema más eficiente, que además no estuviese expuesto a situaciones como la de aquel año. A consecuencia de aquello, en julio de 2006 se promulgó la Ley 28832 llamada “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica” o más brevemente, “Ley de la Generación Eficiente”. A partir de julio del año 2006 se han producido en el Perú cambios tanto a nivel de agentes como especialmente en el aspecto normativo.

En el año 2008 ya era evidente que la Ley 28832 no alcanzaría plenamente sus objetivos, pues las reformas propuestas tropezaron con las mismas limitaciones que tuvo la Ley de Concesiones Eléctricas, tanto en la generación como en la transmisión. Ese año se presentaba un crecimiento de la demanda eléctrica significativamente mayor al de años anteriores y superior a los valores previstos; ya se había presentado congestión en la transmisión de energía eléctrica al transportar ésta del centro al norte y al sur del país. A la congestión en la transmisión eléctrica se añadió la congestión en el gasoducto que transporta el gas desde Camisea hasta la costa. Las consecuencias fueron el bajo margen de reserva eléctrica, eventuales racionamientos eléctricos y la necesidad de volver a utilizar unidades a petróleo. A mediados del año 2008 la proyección de la demanda para el año 2009 hacía prever racionamientos. Se tomó medidas de urgencia, para alquilar hasta 300 MW en grupos diesel, que permitiesen sobrellevar la situación en el 2009.

Sin embargo, la crisis económica internacional iniciada en agosto de 2008 modificó el panorama; los precios internacionales del petróleo descendieron desde el máximo alcanzado en julio de 2008 con el valor de US\$ 147 por barril de petróleo, hasta US\$ 40 por barril, desde donde han ido remontando hasta aproximarse a US\$ 70 por barril a fines de junio de 2009 y a US\$ 103 a fines del 2011. Como consecuencia de la crisis económica, también descendió el crecimiento de la demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), el que fue significativamente menor que el esperado a inicios del 2008. Ambas situaciones, menores precios del

petróleo y menor demanda eléctrica contribuyeron a aliviar la situación de la cobertura de la demanda del SEIN, pero siempre desde estrechos márgenes de reserva.

Parque Generador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

El parque generador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) tiene una Potencia Efectiva (PE) de 5,854.40 MW, conformado por unidades hidroeléctricas con una PE de 2,858.48 MW ó 48.8% del total, y unidades termoeléctricas con una PE de 2,995.92 MW ó 51.2%. También integran el SEIN dos unidades eólicas, Malabrigo (250 kW) y Marcona (450 kW) pero debido a su baja potencia y bajo factor de planta no son usualmente consideradas.

Por su parte el Sistema Interconectado Norte (SIN) cuenta con 423.62 MW en centrales hidráulicas y 339.33 MW en centrales térmicas, con un total de 762.95 MW.

El Sistema Interconectado Centro (SIC) cuenta con 2,007.62 MW en hidráulicas y con 2,151.43 MW en térmicas, haciendo un total de 4,159.05 MW.

El Sistema Interconectado Sur (SIS) tiene 427.24 MW en hidráulicas y cuenta con 505.16 MW en térmicas, para un total de 932.40 MW.

Las centrales hidroeléctricas no pueden sostener su Potencia Efectiva por tiempo indeterminado; su capacidad de diseño es un balance entre la capacidad máxima teórica y la energía anual disponible por un lado, y la inversión requerida y los plazos y condiciones para su recuperación por el otro.

La capacidad de despacho se ve limitada por la disponibilidad de agua (variación estacional), la existencia o no de reservorios y otras restricciones producto de su ubicación y diseño.

Las cinco centrales con mayor factor de carga (relación entre energía media anual producida y capacidad) son Charcani II (98.9% de 0.6 MW), Moyopampa (97.5% de 64.7 MW), Huanchor (96.5% de 19.6 MW), Machupicchu (96.1% de 87.8 MW) y Mantaro (95.7% de 650.5 MW). La primera de las nombradas no es significativa, la tercera es pequeña, la segunda y cuarta son medianas y en quinto lugar está Mantaro que, con 22.7% de la capacidad hidroeléctrica del SEIN, es la mayor central del sistema.

En el otro extremo están Gallito Ciego (51.6% de 38.1 MW, 1.3% del SEIN), Huinco (49.8% de 247.34 MW, 8.6% del SEIN), Charcani V (45.5% de 144.6 MW, 5%), Aricota I (42.8% de 22.5 MW) y finalmente Aricota II (42.7% de 12.4 MW). De este grupo la más importante es Charcani V, que es la

principal central del SIS.

En el norte, las dos mayores centrales del SIN, Cañón del Pato y Carhuaquero tienen factores de planta de 69.2% y 66.9%, respectivamente, por debajo de la media del sistema.

Multiplicando la potencia de cada central por su factor de planta, lo que equivale a calcular una potencia promedio constante en todo el año que produzca la misma cantidad de energía media, se tiene para cada subsistema:

- SIN, la potencia disponible disminuiría de 448.58 MW a 297.42 MW o una caída del - 33.7%;
- SIC, la potencia disponible disminuiría de 1,990.24 MW a 1,638.16 MW o una caída del -17.7%;
- SIS, la potencia disponible disminuiría de 426.22 MW a 288.87 MW o una caída del - 32.2%;

Tanto el norte como el sur pierden más del 30% de su capacidad, lo que explica porque deben “importar” energía del Centro o en su defecto recurrir a sus plantas térmicas.

El Costo Variable Total (CVT) o Costo Variable de Producción es la suma del Costo Variable Combustible (CVC) más el Costo Variable No Combustible (CVNC).

El Costo Variable Combustible corresponde al gasto en combustible, calculado a partir del rendimiento térmico de la unidad y el precio del combustible. El Costo Variable No Combustible representa la parte variable de los costos de operación y mantenimiento. En el caso de los combustibles líquidos o sólidos el precio es auditado, en tanto que en el caso del gas natural el precio es declarado.

OSINERGMIN, para el cálculo de la tarifa regulada sigue un procedimiento que pone “techo” al precio del combustible para los que no consumen gas natural de Camisea, en tanto que el COES para establecer el orden de despacho y calcular los Costos Marginales instantáneos utiliza los precios declarados. Entonces se presentan dos situaciones de distorsión respecto a los precios reales:

- (i) Las unidades que, en función a maximizar su despacho, sub declaran precios; y
- (ii) Aquellas que, con intención de incrementar sus ingresos, declaran precios más altos.

2.2. EL EFECTO CAMISEA EN LA MATRIZ ENERGÉTICA PERUANA

En el mercado de combustibles derivados del petróleo el efecto sustitución por el gas natural será limitado en el corto y mediano plazo, al menos que se adopte una política de Estado para el cambio de consumo de la matriz energética. Argentina demoró 50 años para convertir al gas natural en la columna vertebral de su matriz, el Perú debe aplicar una serie de políticas sectoriales en el marco de un planeamiento estratégico.

Como se analizará en los cuadros respectivos seguiremos dependiendo del diesel 2 que no se produce íntegramente en el país y un tercio de su consumo es importado, por el contrario seremos excedentarios en la producción de gas licuado de petróleo (GLP), nos sobrará más petróleo residual industrial en la medida que se sustituya en la generación térmica de la electricidad y en el uso industrial de las calderas. En el mismo sentido, tendremos excedentes de gasolinas que sí se producen totalmente en el país, gracias al llamado efecto sustitución tal como analizaremos a continuación.

El cuadro N° 2 “Demanda Interna de Combustibles Derivados del Petróleo 2006 - 2007” es ilustrativo para estimar la estructura o composición de la demanda de combustibles derivados del petróleo crudo, a dicho año. Así destaca, que de una demanda de 183 mil barriles diarios donde se puede asumir que la demanda es equivalente al consumo, prácticamente el 35 % de la demanda está conformada por el consumo del diesel 2 en un volumen 64 mil barriles diarios, derivado que no producimos en su integridad como se ha podido observar en los cuadros anteriores.

Cuadro N° 2
DEMANDA INTERNA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO

DERIVADOS	2006		2007	
	MBDC	Participac. (%)	MBDC	Participac. (%)
DIESEL	60.0	36.6%	64.0	35.0%
Gas Natural**	29.0	17.7%	42.0	23.0%
GLP	24.0	14.6%	26.0	14.2%
GASOLINAS	20.0	12.2%	21.0	11.5%
RESIDUALES	20.0	12.2%	21.0	11.5%
TURBO	5.0	3.0%	4.0	2.2%
KEROSENE*	2.0	1.2%	1.0	0.5%
OTROS	4.0	2.4%	4.0	2.2%
TOTAL	164.0	100.0%	183.0	100.0%

MBDC: Miles de barriles por día calendario

** Expresado en miles de barriles de petróleo equivalentes por día

* Requerimientos de Kerosene para ser utilizados como tal.

FUENTE: Dirección General de Hidrocarburos MINEM

El abaratamiento relativo de este derivado en relación a la gasolina de 84 octanos, por razones tributarias dado que el diesel no abona el 8 % de impuesto de rodaje y el impuesto selectivo al consumo es menor en relación a las gasolinas. Ello ha posicionado al diesel como el principal combustible consumido a pesar de su alto nivel contaminante.

El diesel 2 se utiliza en el parque automotor, en la generación eléctrica y la industria representando el 35 % de la demanda, los petróleos industriales que son usados en las calderas industriales, empresas pesqueras y mineras significan el 12% de la demanda de combustibles; sumado al Kerosene y Turbo que representan el 5 % de la misma; se debe asumir que el kerosene de pernicioso consumo popular y el turbo para la aviación son reconocidos como destilados medios, donde con un 15 por ciento del costo adicional se convierte el kerosene en turbo A, es decir combustible de aviación de alta calidad. Esta es una paradoja de la pobreza donde los pobres resultan consumiendo un combustible de lujo.

Por último, sumando el consumo de las Gasolinas utilizada en el parque automotor, en sus diversas calidades de octanaje 84, 90, 95, 97 que representan apenas el 12% de la demanda interna de combustibles. Y, el GLP o gas licuado de petróleo con un 14 % gracias al fenómeno de Camisea.

Se debe entender que por razones técnicas solamente el parque automotor gasolinero puede ser adaptado al consumo del gas natural, mas no así los motores diesel 2. Al margen que el balón de gas natural de uso automotriz es más resistente por la mayor presión del gas natural concentrado frente al GLP por ejemplo, que sería también un competidor de la masificación del gas natural en el parque automotor.

En este contexto, la necesidad de un cambio estructural en el fomento de las importaciones de autos, camiones, camionetas y transporte de servicio público en base a gas natural para hacer efectivo la sustitución de las gasolinas por el gas natural como lo ha hecho Argentina y Brasil.

Ello es más urgente y necesario en razón que más del 58 % del Parque automotor está constituido por motores que utilizan diesel 2 y esta característica se mantendrá por encima del 51 % en el 2014. Es decir, se estima que para esa fecha el Parque Automotor a diesel 2 sea el 51 % del número de unidades que conforman el Parque Automotor del país, con el agravante que su conformación está determinada por el transporte pesado y público que en su gran mayoría está constituido por unidades con más de 15 años de antigüedad, con una obsolescencia crítica que contamina por la mala combustión.

Cuadro N° 3
PERÚ: DEMANDA ESTIMADA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DE
PETRÓLEO EN EL MERCADO NACIONAL
(Considerando el Efecto Sustitución del Gas Natural)

MBDC	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DIESEL	60.7	61.8	62.8	64.1	65.5	67.0	68.5	70.1	71.8	73.6
Requerimientos de Biodiesel*			1.3	1.3	3.3	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7
GASOLINAS	19.4	18.7	18.0	17.4	16.8	16.2	15.6	15.1	14.6	14.1
Requerimientos de Etanol*				1.4	1.3	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1
RESIDUALES	19.4	18.8	18.2	17.7	17.1	16.6	16.0	15.5	15.0	14.5
KEROSENE	1.6	1.5	1.3	1.2	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
GLP	25.8	27.3	29.0	31.0	33.0	35.2	37.5	39.8	42.3	45.0
TURBO**	4.7	4.8	5.0	5.2	5.4	5.6	5.8	6.0	6.3	6.5
OTROS	4.5	4.4	4.4	4.4	4.3	4.3	4.3	4.3	4.2	4.2
TOTAL	136.1	137.3	138.7	141.0	143.2	145.9	148.7	151.8	155.2	158.9

MBDC: Miles de barriles por día calendario

* El Biodiesel y el Etanol están incluidos en el volumen de Diesel y gasolinas respectivamente

** No se incluye el turbo de exportación.

FUENTE: Plan Referencial de Hidrocarburos 2007 – 2016 / Dirección General de Hidrocarburos MINEM

En el Cuadro N° 3 “Perú: Demanda Estimada de Combustibles Derivados de Petróleo en el Mercado Nacional 2007- 2016” considerando el efecto sustitución, según la publicación del Plan Referencial de Hidrocarburos, resulta evidente el efecto sustitución en los residuales industriales, en las gasolinas, en el diesel 2 y en menor medida en el gas licuado de petróleo (GLP).

El Cuadro N° 4: “Demanda Total de Gas Natural a Nivel Nacional” resume el efecto sustitución de las principales mercados por el uso del gas natural teniendo en consideración la generación eléctrica, sector industrial, automotriz y la demanda para exportación de LNG.

Cuadro N° 4
DEMANDA TOTAL DE GAS NATURAL A NIVEL NACIONAL
(Escenario Hidrotérmico)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	En MMPCD (Millones de pies cúbicos diarios)									
1.- Uso para Generación Eléctrica	149.7	171.8	187.6	187.2	232.4	268.6	293.8	317.1	340.0	385.4
2.- Uso Industrial	76.0	81.8	91.2	243.5	362.0	369.2	374.4	377.7	382.9	386.5
3.- Uso Residencial - Comercial	2.4	3.8	5.2	7.2	9.2	9.9	10.9	12.1	12.9	13.6
4.- Uso Vehicular	2.8	5.	7.7	11.4	14.3	17.1	19.8	22.2	25.2	27.6
5.- Uso Exportación de LNG				625.0	625.0	625.0	625.0	625.0	625.0	625.0
TOTAL	230.9	262.7	291.7	1,074.3	1,242.9	1,289.8	1,323.9	1,354.1	1,386.0	1,438.1

FUENTE: Plan Referencial de Hidrocarburos 2007 – 2016 / Dirección General de Hidrocarburos MINEM

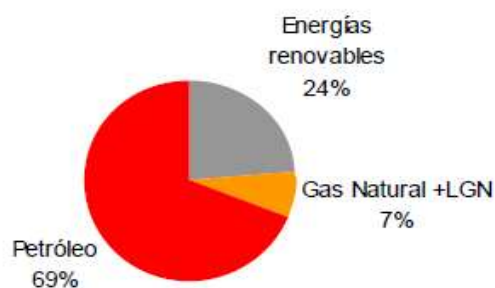
Las cifras proyectadas sobre la demanda de gas natural por el Ministerio de Energía y Minas han resultado cortas en relación a la rápida dinámica actual del consumo de gas natural; pero dichas proyecciones muestran el nivel de crecimiento que tendría la actividad de generación eléctrica para el 2016, que aumentaría de 150 MMPCD a 385 MMPCD en el 2016, es decir aumentaría en 157%. El Sector Industrial se destacaría al 2016 como el segundo mayor consumidor con 387 MMPCD. La demanda para uso vehicular tendría un efecto sustitución lento, siendo un potencial demandante de mayor cuantía dado el aumento del parque automotor al 2007; en el mismo sentido, en el sector Residencial/Comercial para el 2016 el efecto sustitución apenas sería de 27.6 MMPCD.

Lo deseable desde el punto de vista del cambio de matriz, es que la iniciativa de sustitución de los combustibles como el diesel y residuales tal como lo han realizado empresas como Sudamericana de Fibras, Alicorp, Vidrios Industriales, Cerámicas San Lorenzo, Cerámicas Lima, Cementos Lima y otras, sea multiplicado gracias a las bondades del gas natural como combustible al margen de las economías en los costos, ganancias ambientales y mantenimiento de las calderas y generadores, por una mayor limpieza de las operaciones.

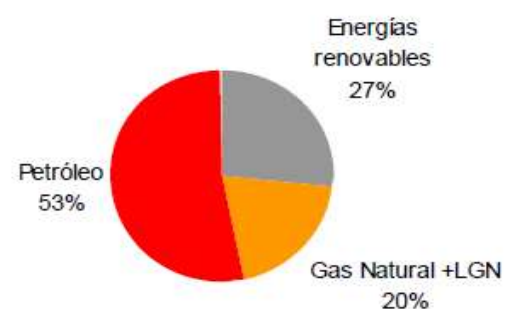
El gas natural tiene múltiples usos en la industria se utiliza en las calderas de vapor, o en termas para calentamiento de agua. El Gas natural puede reemplazar competitivamente la utilización del petróleo residual y de la leña. Igualmente es utilizado como combustible y como insumo para la producción de energía y de otros bienes. También es aprovechado en la industria metalúrgica y en la industria petroquímica en la producción de urea, fertilizantes y plásticos.

Gráfico N° 5

Matriz energética antes de Camisea



Situación actual





2.3. LA IMPORTANCIA DEL PROBLEMA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO EN EL PERÚ

La realidad energética en nuestro país es crítica a pesar de los grandes recursos naturales que poseemos, como son los recursos gasíferos de Camisea y lotes adyacentes, el gran potencial hidráulico desaprovechado, las importantes reservas de carbón no explotadas comercialmente y otras fuentes renovables de energía como la solar, geotermia, eólica y otras; sin embargo, nuestra matriz energética es aún dependiente del petróleo crudo como fuente de energía comercial, recurso natural no renovable que tiene una menor participación en las reservas de energía que se traduce en menos del 9 % de las reservas, con el agravante de que los altos precios internacionales del petróleo y derivados inciden en las tarifas eléctricas, en los combustibles, en los costos de la industria, del comercio, de la actividad minera, pesquera y en la economía en general.

Ello es más grave aún si existe consenso entre los expertos al señalar que los tiempos del petróleo barato han terminado. A inicios del presente año 2011 el precio fluctúa cerca de los US\$ 120 y bajó hasta US\$ 103 a finales de este año. Según el presidente de la OPEP, pronostica que no debiéramos sorprendernos si el precio alcance los US \$ 200 dólares el barril con las consecuencias que ello significa para un país importador como el nuestro. En verdad, en la medida que se desvalorice el dólar, el valor del petróleo y del oro seguirán en alza.

Somos un país marginal en materia de producción de petróleo crudo, nunca fuimos un país petrolero como si lo es México que produce más de 3.5 millones de barriles diarios o Venezuela que está produciendo cerca de 2.4 millones de barriles diarios, ni siquiera somos un mediano productor como Colombia con más de 530 mil barriles diarios de producción. Este es uno de los grandes “mitos” que desde la educación y la política se ha impuesto en nuestro país, que en el mejor momento de su historia en la década de los ochenta apenas produjo 200 mil barriles diarios de petróleo.

Hoy en la zona costa norte, sea por el factor agotamiento de los campos maduros de Talara con más de 100 años de explotación comercial y el Zócalo Continental por falta de inversión, a pesar de que cuatro empresas de la zona costa norte asumieron contratos con la Ley de Reservas Marginales aprobada en el 2004, no se producen actualmente más de 33 mil barriles diarios, cuando a inicios de los ochenta su producción era de 69 mil barriles por día. En la selva nororiental, en los casos de los lotes 1-AB y lote 8, cada día se produce menos petróleo (44 mil barriles diarios), cuando no hace mucho producían 65 mil barriles diarios, y en el presente la producción conjunta del país no supera los 77 mil barriles con altos costos ambientales en las operaciones de la selva nororiental.

Desde hace 40 años la política energética en nuestro país sigue privilegiando el consumo de petróleo sin optar por desarrollar una cultura de consumo de recursos energéticos alternativos como el gas natural, los líquidos de gas natural, la hidroenergía, el carbón nacional y otras fuentes renovables no convencionales como la energía eólica. Estos recursos debieran ser utilizados a plenitud, respetando la diversidad regional en el marco de una integración energética que permita ganar competitividad al Perú.

Sin una dotación de energía segura, oportuna, a precios razonables no es posible alcanzar una senda de crecimiento económico en el mediano y largo plazo. Un principio fundamental de la economía energética es que cada país debe utilizar, entendiéndose consumir más los recursos que posee con el objeto de alcanzar la autonomía energética que conjuntamente con la autonomía alimentaria constituyen una condición “sine que non”, básica, necesaria mas no suficiente para lograr el desarrollo económico sostenido.

En tal sentido, cabe saber qué tipo de energía consumimos o cómo nos alimentamos, para saber si un país o un individuo se ubican en un estadio racional o irracional de consumo.

2.4. DESBALANCE ENTRE PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA

El perverso patrón de consumo energético se expresa en el des balance entre la producción y las reservas probadas de energía comercial. Como se aprecia en los cuadros: “Producción de Energía Comercial: 1997 – 2006”, la importancia del petróleo en la producción de energía comercial es preponderante, y ello no tiene su correlato con el nivel de reservas probadas de dicho recurso natural.

Así, como fuente de energía comercial, el petróleo crudo en 1997 representaba el 72% de la producción, al 2002 ha disminuido a 56.5%, para seguir bajando hasta una participación de 41% en el 2006, sin embargo sigue liderando en la producción de energía primaria comercial, y ello no variará significativamente en el tiempo, a pesar del aumento de la participación de la producción de gas natural y líquidos de gas natural, que al

2006 alcanzó el 36.3% teniendo en cuenta que en 1997 la participación era del 17.2%.

Cuadro N° 5
PERÚ: Producción de Energía Primaria Comercial

AÑO	1997	1998	2001	2002	2005	2006
1.- Petróleo Crudo	72.00%	68.16%	57.20%	56.45%	42.84%	40.92%
2.- Hidroenergía	10.66%	13.96%	19.62%	23.36%	21.72%	21.99%
3.- Gas Natural + Líquido GN	17.18%	17.70%	23.02%	20.00%	35.10%	36.31%
4.- Carbón Mineral	0.18%	0.18%	0.16%	0.19%	0.34%	0.78%

Fuente: BALANCE NACIONAL DE ENERGIA 1998 – 2001 – 2002 – 2005 – 2006 (Ministerio de Energía y Minas)

En verdad, urge una masificación del gas natural y diversificación de otras fuentes energéticas como las renovables no convencionales como la energía eólica, solar y otras; y ello no se logrará si el país no adopta como política de Estado el cambio de la matriz energética de manera enérgica y planificada, en una interacción entre el Estado, las empresas, los usuarios y consumidores, en el marco de una estrategia nacional y regional de desarrollo.

Resulta evidente el des balance del petróleo, respecto a su participación en los niveles de reservas probadas por tipo de fuente energética, tal como se puede observar en el cuadro: “Reservas Probadas de Energía Primaria Comercial”. Las reservas de crudo apenas tienen una participación del 9.64% en 1997, al año 2003 de 10.1% y en el año 2006 logra una participación 9.33%, es decir, en materia de energía dependemos de un recurso cuya reserva es relativamente menor frente a otros recursos como el gas natural, la hidroenergía, y los líquidos de gas natural.

Cuadro N° 6
Reservas Probadas de Energía Primaria Comercial

AÑO	1997	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Gas Natural*	35.12%	35.53%	37.58%	38.00%	43.60%	45.12%	44.94%
Hidroenergía*	30.62%	27.13%	26.53%	26.00%	23.10%	23.05%	23.12%
Líquido del Gas Natural	11.78%	14.01%	13.65%	16.10%	14.70%	14.22%	13.98%
Petróleo*	9.64%	8.52%	10.29%	10.10%	8.50%	8.57%	9.33%
Carbón Mineral*	8.35%	7.82%	7.64%	7.90%	6.60%	5.65%	5.22%
Unranio	4.50%	4.00%	3.91%	1.90%	3.40%	3.39%	3.41%

* Para el año 2001, cifras a diciembre del 2000. Para el año 2002 cifras a diciembre del 2001

Fuente: BALANCE NACIONAL DE ENERGIA 1998 – 2001 – 2002 – 2005 – 2006 (Ministerio de Energía y Minas)

En otros términos, dependemos más del recurso que tenemos menos, ello se salda con crecientes importaciones que genera mayores déficit de la balanza comercial de hidrocarburos, que representa un drenaje de divisas para una economía empobrecida como la peruana.

Esta situación debe cambiar para depender lo menos posible de los altos precios del petróleo internacional, precios altamente volátiles que en última instancia se explican por factores especulativos, de riesgo político, y por las

políticas regulatorias de la producción de cárteles como la OPEP y de las grandes empresas transnacionales.

Después de todo, los costos de producción en los grandes productores como Arabia Saudita o Venezuela, no superan los 10 dólares por barril sin embargo los precios de mercado están por encima de los 110 dólares el barril con tendencia al aumento.

Por efecto contrario, en los cuadros: “Producción y Reservas de Energía Primaria Comercial”, entre los años 1997 – 2006, se constata el des balance existente entre las reservas de gas natural y la producción de energía con dicho recurso, cuya explotación comercial se ha iniciado desde agosto del 2004 con la llegada del gas natural a la costa de Pisco en el caso de los Líquidos de Gas Natural (LGN) y Lurín donde se almacena el City Gate para Lima del gas natural; desde esa fecha se realiza una incipiente campaña por la distribución y venta industrial y doméstica del gas natural en Lima Metropolitana, como se analizará más adelante.

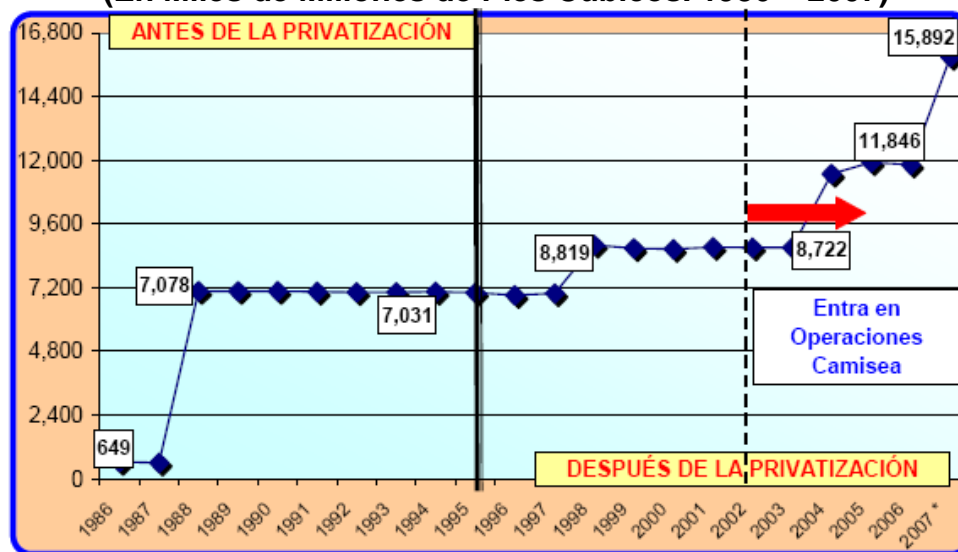
Este recurso lidera las reservas probadas de energía primaria comercial. Así, el gas natural en 1997 concentraba el 35.12%, para el 2006 representaba el 45%, participación que irá en aumento por los estudios y trabajos de exploración y prospección tanto en los lotes a Camisea tales como los lotes 56, 57, 58 como del propio Camisea lote 88.

Prueba de ello son las declaraciones de mayores reservas probadas de gas natural de Camisea a diciembre del 2007 y los descubrimientos de nuevas reservas de parte de Repsol en el lote 57 y a futuro próximo de Petrobrás en el lote 58.

Desde el punto de vista del interés del país lo fundamental es integrar el Perú hacia la cultura del gas, ello permitirá ganar competitividad, asimismo más que producir electricidad a partir del consumo del gas natural interesa fomentar la actividad petroquímica.

Ello supone e impone una mayor actividad exploratoria para superar los volúmenes de reservas probadas de gas natural que a la fecha son 15.9 trillones de pies cúbicos, tal como se puede observar en el Gráfico N° 6 “Perú: Reservas Probadas de Gas Natural”.

Gráfico N° 6
PERÚ: RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL
(En Miles de Millones de Pies Cúbicos. 1986 – 2007)



FUENTE: ANUARIO ESTADÍSTICO DE HIDROCARBUROS 1995, 1999 y 2006 (MINEM)
Libro de Reservas de Hidrocarburos 2006 de la DGH (MINEM)

En el mismo sentido, existe un des balance entre las reservas de líquidos de gas natural, que conjuntamente se obtienen con el gas natural. En otros términos, al obtener el gas húmedo por un proceso de separación mediante un proceso criogénico se tiene gas natural seco y de otro lado, los líquidos de gas natural que valen tanto como el petróleo. Estos líquidos posteriormente son fraccionados a altas temperaturas como si fuesen tratados por una refinería de petróleo, y se obtienen diversos derivados tales como el gas licuado de petróleo o gas doméstico (GLP), las naftas que son una especie de gasolinas crudas y el diesel 2.

Según el cuadro respectivo, las reservas de los líquidos de gas natural constituyen para el 2006 el 14% de las reservas probadas de la energía primaria comercial, superando a las reservas probadas de petróleo. Se debe considerar que la categoría de hidrocarburos engloba el petróleo crudo, el gas natural y los líquidos de gas natural. Lo que determina su estado natural y por tanto sus diferencias, es la relación molecular existente entre el carbono y el hidrógeno como líquido y en estado gaseoso.

En el caso de los líquidos de gas natural su cotización es casi equivalente al petróleo, con un diferencial de 2 a 3 dólares menos. Por ello, se podría decir que en Camisea, los líquidos de gas natural constituyen el “lomo fino”, y el gas natural el “hueso” desde el punto de vista comercial, pues los líquidos son fácilmente transportables y comercializables a diferencia del gas natural. Sin embargo, el gran potencial del gas de Camisea está constituido por 90 % de metano y 10 % de etano que es la base del etileno el cual permite obtener los polietilenos que a su vez permiten obtener los plásticos. Es decir, el gas de Camisea es rico en etano 10 % cuando en otros países la participación del etano no supera el 3 o 4 %.

La producción de líquidos de gas natural (LGN) en Camisea será inicialmente de 33 mil barriles diarios, con posibilidades de aumentar a los 70 mil barriles. Ello supondría por razones estrictamente técnicas que para obtener 6.4 mil barriles diarios de líquidos se deben extraer 100 millones de pies cúbicos de gas natural.

Por lo tanto, hoy gracias a Camisea, la actual producción de líquidos es de 34 mil barriles, el gas natural extraído superaría los 520 millones de pies cúbicos al día (MMPCD), pero de los cuales se comercializan no más de 190 millones, unos 100 millones de pies cúbicos se utilizan en las propias operaciones, y el resto es reinyectado en razón de la debilidad del mercado interno para el gas natural. Hay que considerar que desde el 2001 cuando se firmó el contrato, y el 2002 cuando se empezó la construcción de los gaseoductos, uno para el gas natural y el otro para los líquidos de gas natural, se tenía conocimiento que dicho recurso llegaba a Lima el 2004 (agosto).

Desde aquella fecha la masificación del gas natural es aún débil, pese a los esfuerzos e iniciativas concretas desde el Ministerio de Energía y Minas y el sector privado, que del total producido por Camisea para la comercialización (190 MMPCD), un 15% se destina a la industria de Lima, un 80% a la generación de energía eléctrica y un 5% a las estaciones de servicios; además cabe destacar que la conexión domiciliar es muy pequeña, no superan los 10,000 consumidores residenciales, pero existe una gran demanda insatisfecha, sólo en el corto plazo hay 70,000 casas con opción de usar gas de Camisea, pero resulta curioso que los hogares hasta la fecha beneficiados son San Miguel, Magdalena, Pueblo Libre, Jesús María, Lima (Cercado), y, los pobladores de los distritos por donde pasa el ducto de la red principal de Camisea, aún no se benefician del gas natural: Villa María del Triunfo, Lurín - Pachacamac, Villa El Salvador (principalmente la zona industrial), San Juan de Miraflores, entre otros.

Por lo tanto, urge la necesidad de un planeamiento estratégico para acelerar la construcción de un mercado interno y el cambio de matriz energética. El gas de Camisea debiera ser la base de una industrialización para el país, cuyos efectos multiplicadores reales dinamice la economía del país, como es el caso de una industria Petroquímica, contrario a la venta externa del gas natural como ya se lo ha propuesto el Consorcio LGN para exportar gas al mercado de México.

Los beneficios de Camisea son insuficientes frente a las grandes expectativas formadas por falta de acciones frontales, y la ausencia de un Plan Nacional Estratégico de Desarrollo en materia energética. Por ello, el efecto importante pero limitado de Camisea se hace evidente en la sustitución de las gasolinas y derivados de petróleo como el diesel 2 y petróleos industriales, esto avanza en condiciones moderadas, por lo cual sólo en el mediano y largo plazo se podrá avanzar en el proceso de cambiar el patrón de consumo energético, para depender lo menos posible del petróleo y tener al gas natural y condensados como recurso fundamental en

la matriz energética en nuestro país, conjuntamente con la hidroelectricidad y las energías renovables no convencionales como la eólica.

De los 34 mil barriles diarios de producción de los líquidos de gas natural que se están extrayendo a la fecha como promedio de Camisea, al ser fraccionados a altas temperaturas, el 50 % se convierte en propano y butano que derivan en el GLP, es decir un promedio de 17 mil barriles diarios de este derivado de vital importancia en la economía familiar. Un 40 % se convierte en nafta, es decir un poco más de 12 mil barriles se transforman en una especie de gasolina natural de la cual se pueden obtener gasolinas de alto octanaje previa refinación.

Un 10 % de los líquidos del gas natural se convierten en diesel 2, un poco más de 3.4 mil barriles diarios, cantidad insuficiente que no resuelve nuestra dependencia de este derivado y por tanto el parque automotor seguirá consumiendo este producto altamente contaminante. En tal sentido, el efecto Camisea de sustitución del diesel 2 en especial del transporte será marginal, al menos que se adopten creativas y enérgicas medidas de sustitución.

Cuadro N° 7
TOTAL INGRESOS PARA EL ESTADO POR TIPOS DE CONTRATOS PARA LA EXPLOTACIÓN HIDROCARBURÍFERA
(En Millones de Dólares)

	2004	2005	2006	2007
Por Contrato de Licencias				
Regalías Petroleras	229.97	316.20	387.42	442.98
Regalías por LGN	64.72	199.42	247.20	290.39
Regalías Gasíferas	12.82	26.90	37.45	57.99
Regalías por Condensados	0.004	0.006		0.005
TOTAL REGALÍAS	307.52	542.53	672.07	791.37
Por Contratos de Servicios				
Regalías Equiv. Petroleras	29.057	42.71	58.02	61.99
Regalías Equiv. Gasíferas	2.706	4.18	2.69	2.64
TOTAL REGALÍAS EQUIVALENTES	31.763	46.89	60.71	64.63
TOTAL INGRESOS POR REGALÍAS	339.28	589.42	732.78	856.01

FUENTE:Reporte Estadístico, diciembre 2007 y "Estadística Petrolera Anual, 2004, 2005, 2006" de PERUPETRO

Es así que la explotación de las reservas de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea en el Cusco posibilita por primera vez en la historia de la energía en el Perú, el cambio del patrón de consumo energético, basado en el gas, recurso natural no renovable que tenemos en abundancia. Esta es una exigencia y demanda histórica, por una mayor racionalidad económica al servicio de las empresas, usuarios y familias para hacer del consumo del gas natural la columna vertebral de la matriz energética.

La demanda de gas natural en el país, que al 2010 era de 638 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), al año 2015 alcanzará los 1,364 mmpcd; es decir, será más del doble de lo que requiere el país. Dentro de 30 años, la demanda del gas alcanzará un valor de 2,427 mmpcd, siendo la tasa de crecimiento anual de 4.2%, aunque la demanda doméstica crece anualmente al 6% por encima del PBI; por la sustitución de combustibles líquidos por gas natural. Se prevé que la demanda de gas para generación eléctrica se multiplicará por cuatro al 2040. De 287 mmpcd en el 2010, el consumo de centrales térmicas a gas llegará a 1,201 mmpcd. En cuanto al sector industrial, sin incluir la petroquímica, se estima que en 30 años llegará a consumir 626 mmpcd, lo que representa el 25% de la demanda de gas. Con la petroquímica, la industria consumirá el 41.5% de la demanda. El detalle se presenta en el Cuadro N° 8 de “Perú: Proyección de la Demanda de Gas por Región”.

Cuadro N° 8
PERÚ: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL GAS POR REGIÓN

Región de Zona de Influencia Camisea	2010		2015		2020		2030		2040	
	MMPCD	Partic %	MMPCD	Partic %	MMPCD	Partic %	MMPCD	Partic %	MMPCD	Partic %
Centro Costa	638.4	92%	1,345.2	95%	1,310.0	72%	1,092.2	59%	1,435.5	59%
Centro Sierra	0.0	0%	0.0	0%	39.0	2%	54.8	3%	73.0	3%
Norte	0.0	0%	0.0	0%	156.3	9%	169.0	9%	166.7	7%
Sur	0.0	0%	19.0	1%	274.7	15%	456.4	25%	632.3	26%
Noroeste	31.0	4%	27.3	2%	30.2	2%	48.6	3%	68.2	3%
Selva Central	27.4	4%	17.2	1%	19.2	1%	36.6	2%	52.1	2%
Total	696.8	100%	1,408.8	100%	1,829.5	100%	1,857.7	100%	2,427.7	100%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

2.5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA CON PAÍSES DE LA REGIÓN

2.5.1. LA MATRIZ ENERGÉTICA DE ARGENTINA

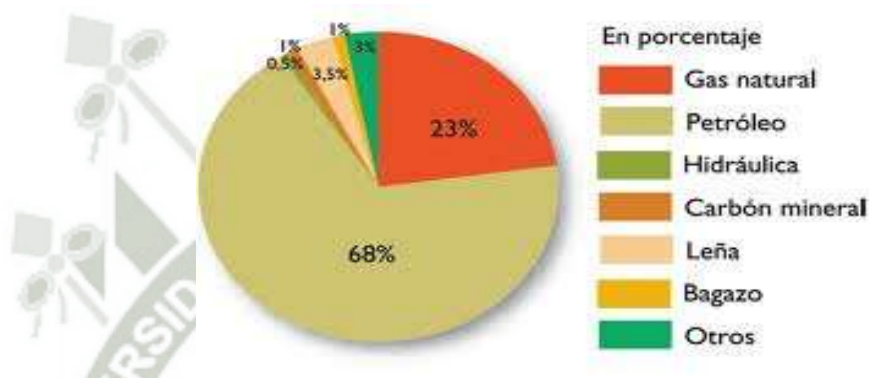
Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Argentina.

Las bases en que se fundamenta el funcionamiento del sector eléctrico argentino es la conformación de: un mercado de energía eléctrica; un sistema de establecimiento de precios; y un administrador de dicho mercado.

El MEM es el punto donde convergen la oferta con la demanda, para definir el precio de la energía como el costo marginal de la última máquina, que fue requerida para abastecer a dicha demanda. Se entiende que dicho valor, representa precisamente el precio que los compradores están dispuestos a pagar por sus requerimientos de energía.

El funcionamiento del MEM se sustenta en dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio. En la prestación se reconocen los tres segmentos de la actividad: producción, transporte y distribución. La recepción del servicio está representado por los grandes usuarios que pueden comprar en forma directa al MEM y los medianos y pequeños clientes que compran a las compañías de distribución. La Matriz Energética al 2010 es la siguiente:

Grafico N° 7
Matriz Energética de Argentina al 2010



El MEM argentino dispone de señales económicas que tienden a aumentar la eficiencia. El precio de la energía surge como convergencia de la oferta y la demanda y tiene un papel importante como mecanismo para asignar recursos.

El Mercado está ubicado en un punto geográfico que representa el "baricentro" de la demanda. Los tránsitos hacia y desde ese punto se hacen en función de los precios de nodo (punto geográfico donde concurren varios conductores distintos).

Los servicios adicionales que se brindan en el MEM se remuneran a quienes los prestan y se cobra a quienes los reciben (frecuencia, tensión y potencia).

El riesgo de no abastecer a la demanda configura un precio adicional que induce a aumentar la oferta. La comercialización de la energía dentro del MEM se efectúa a través de tres formas diferentes:

Mercado Spot: Donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a los requisitos y la disponibilidad de equipos que haya en cada momento. El ingreso de máquinas para abastecer la demanda se hace con un orden prioritario de costos, es decir entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan sin operar. En este mercado existe un reconocimiento para la energía en función de los costos de combustible y otro para la potencia que representa los costos fijos.

Mercado Estacional: Se definen dos períodos semestrales en el año, con fechas de comienzo el 1º de mayo y 1º de noviembre relacionados con las épocas de hidraulicidad. En cada período estacional se define un precio estabilizado de la energía, en función de lo que se espera costará durante esos seis meses. Los distribuidores pueden comprar a ese precio y las diferencias que surgen con respecto a los precios reales que se produjeron en el Mercado Spot, se cargan al período siguiente.

Mercado a Término: Se establece entre generador y distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato. Se determinan las condiciones de entrega de la energía y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra. Los precios se pactan libremente.

El Sistema Argentino De Interconexión (SADI).

Es la principal red de transmisión de energía eléctrica del país, su función es conectar y distribuir la potencia eléctrica generada por la mayoría de las generadoras dentro del territorio Argentino. En la figura 03 puede apreciarse el recorrido de las líneas de Muy Alta Tensión "MAT" (500 y 330 Kilo Voltios) y otros subsistemas conformados por líneas de 220 Kilo Voltios y 132 Kilo Voltios.

El SADI tiene interconexiones con otros países vecinos: Brasil, Uruguay y Paraguay (Ver Gráfico N° 8)

Gráfico N° 8
Red de Alta Tensión de Argentina



Conceptos básicos del despacho eléctrico.

Para satisfacer la demanda es necesario entrar en servicio un conjunto de máquinas disponibles, cuya cantidad y potencia generada irá variando a medida que la demanda aumenta o disminuye a lo largo del día.

CAMMESA conforma un “orden de mérito” en base a un sistema de costos marginales crecientes es decir entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan sin operar. La búsqueda de una operación óptima se vuelve compleja por el carácter aleatorio de los aportes hidráulicos. Esto puede apreciarse en las “Curvas diarias de demanda”, particulares para días hábiles, feriados y a su vez variables según la estación del año (Ver Gráfico N° 10).

Gráfico N° 9

CURVA DE DEMANDA DIARIA



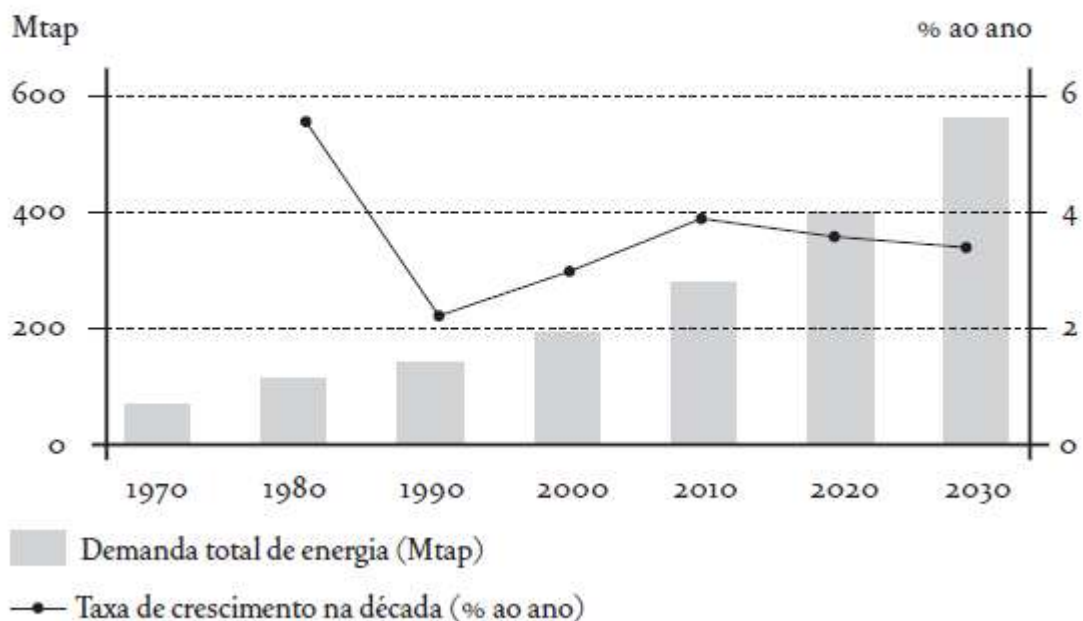
2.5.2. LA MATRIZ ENERGETICA DE BRASIL

A lo largo del siglo XX Brasil experimentó un intenso desenvolvimiento económico, que se reflejó en una creciente demanda de energía primaria. Entre los factores que determinaron tal crecimiento están un expresivo proceso de industrialización, con la instalación de plantas energo-intensivas, en una notable expansión demográfica, acompañada de un rápido aumento de la tasa de urbanización. Considerando que a partir de 1970, la serie histórica de evolución del consumo de energía acompañaba el crecimiento poblacional que indica que en aquel año la demanda de energía primaria era inferior a 70 millones de tep (toneladas equivalentes de petróleo), para una población de 93 millones de habitantes. En el año 2000 la demanda de energía casi se triplicó, alcanzando 190 millones de tep, para una población de 170 millones de habitantes.

Nótese que el crecimiento económico no fue uniforme durante el período. La tasa media anual, de 3,5%, osciló de 5,5% en el periodo 1970-80 a 2,2% y 3% en las décadas siguientes, presentando el crecimiento volatildades en razón de crisis macroeconómicas. Sin embargo, siempre se verificó significativa expansión del consumo de energía en los intervalos en que hubo una expansión más enérgica de la economía. Eso indica que en un ambiente de mayor crecimiento económico debe esperarse un mayor crecimiento de la demanda de energía.

La previsión de que se pueden formular para la economía brasileña, los estudios a largo plazo llevados a cabo por la EPE mostrando un fuerte crecimiento de la demanda energética durante los próximos 25 años. Estima que el suministro nacional de energía crecerá en un 5% por año durante el período 2005-10 y posteriores será más lento el crecimiento, un 3,6% y 3,4% por año en los períodos 2010-20 y 2020-30, respectivamente. Esto se debe principalmente a una mayor eficiencia energética tanto en la demanda y la oferta; sin embargo, este crecimiento debe ser un crecimiento sostenido cualitativamente diferente. Estos factores, que se suma al consumo de energía per cápita, actualmente muy bajo según los estándares mundiales (tep/103 de 1190 hab.); justifican el crecimiento de la demanda interna de energía a 3,8% anual en 2030, superando 550 Mtep (Véase N° Gráfico N° 11).

Gráfico N° 10
Evolución de la Demanda de Energía y de la Tasa de Crecimiento
Económico
Brasil – 1970 - 2030

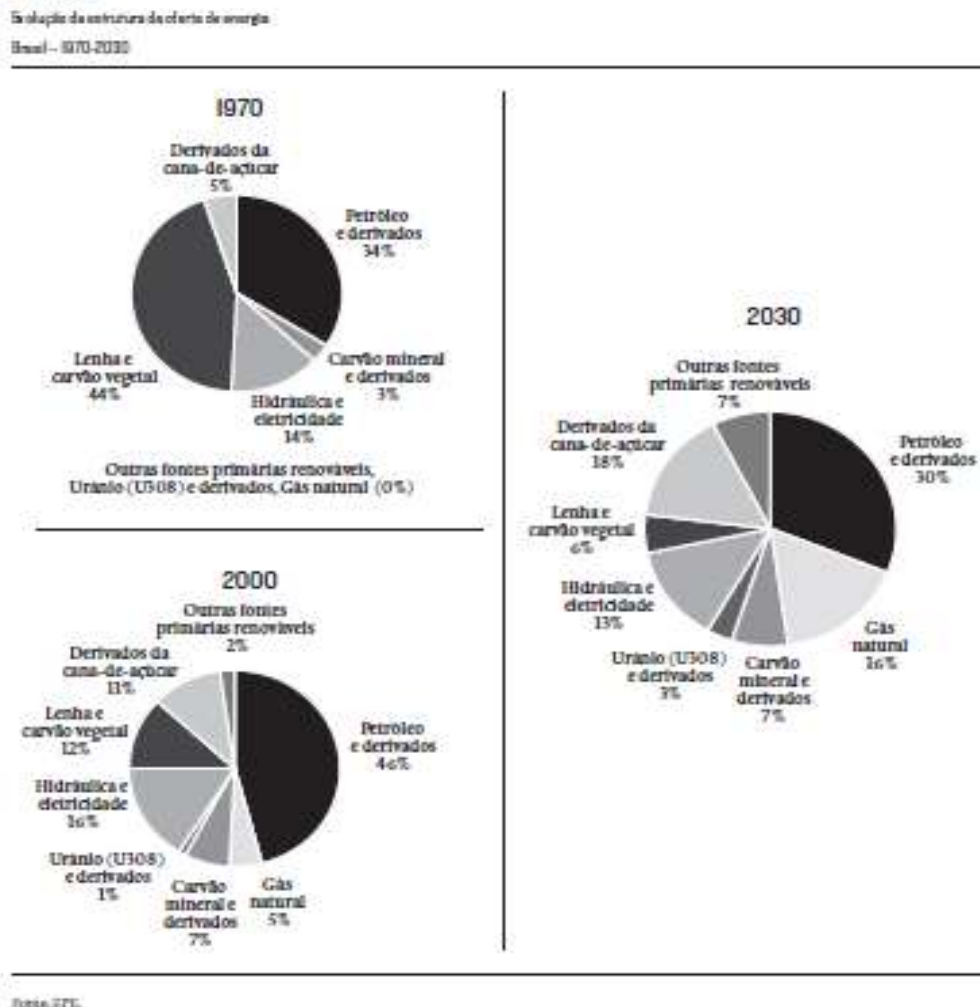


Fonte: EPE.

Cabe señalar una clara tendencia a la diversificación de las fuentes de energía brasileira. Como se pueden ver en el Gráfico N° 12, en 1970 sólo dos fuentes de energía, petróleo y madera, representaron el 78% del consumo, mientras que en 2000 tres fuentes representaron el 74% del consumo: Además de aceite y combustible, la energía hidráulica. Proyectado al 2030 a una situación en la que cuatro fuentes tendrán que cumplir con el 77% del consumo, así como el petróleo y la energía hidráulica, la caña de azúcar y el gas natural; con la reducción de importancia relativa de la madera.

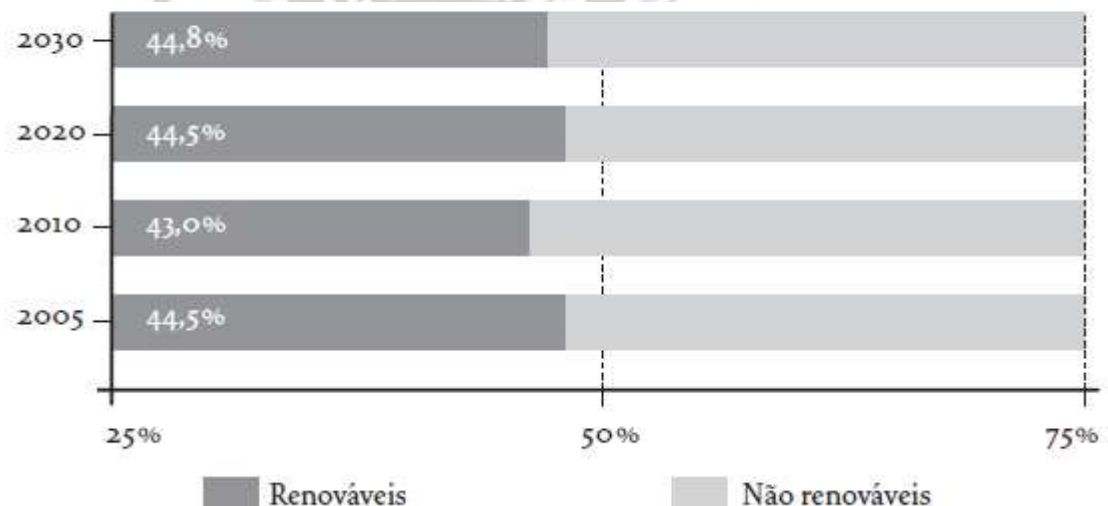
También destaca la inversión de la tendencia de reducir la contribución de las fuentes renovables en la matriz energética brasileña. En 1970 esta proporción era superior al 58%, debido al predominio de leña. Con la introducción de los recursos energéticos más eficientes, la proporción de fuentes renovables ha caído a 53% en 2000 y llegó a 44,5% en 2005. Esta tendencia debería continuar en los próximos años, pero se previó la posibilidad de reversión a partir de 2010, como se muestra en el Gráfico N° 11.

Gráfico N° 11
Matriz Energética de Brasil



El uso de energía y el desarrollo de energía en Brasil comenzó a mostrar mayores incrementos de la final de la Segunda Guerra Mundial, impulsado por el crecimiento significativo de la población, una urbanización rápida, el proceso de la industrialización y la construcción de una infraestructura de carreteras características de alto consumo energético. Entre 1940 y 1950, con una población de cerca de 41 millones de habitantes, de los cuales se concentra el 69% en las zonas rurales, el consumo de energía primaria en Brasil era de sólo 15 millones tep., en 1970, con una población de más de 93 millón de habitantes, este consumo se acercan ya a 70 millones. En el año 2000 la población había superado 170 millones y el consumo de energía ascendió a cerca de 190 Mtep, para que el crecimiento casi se triplicó, como ya se señaló.

Gráfico N° 12
Evolución de la Participación de las Fuentes Renovables en la
Matriz Energética
Brasil – 2005 - 2030



2.5.3. LA MATRIZ ENERGÉTICA DE CHILE

La matriz eléctrica a nivel mundial depende fundamentalmente de los costos relativos de las distintas tecnologías y los precios de mercado según la señal que observen los inversionistas, principalmente.

En Chile se entrega el negocio de generación a aquellos privados que además de ser una alternativa económica, sigan los planteamientos de políticas energéticas del país, dado unos requisitos mínimos de seguridad y ciertas exigencias ambientales y por lo tanto, la composición de la matriz energética es un resultado del mercado y no un fin en sí mismo. Existen diversos factores que alteran su composición, comenzando por las obvias como el precio de los insumos, la disponibilidad del mismo y otros factores como,

las regulaciones ambientales, la variación de la demanda, aparición de nuevas tecnologías, entre otros.

Gráfico N° 13

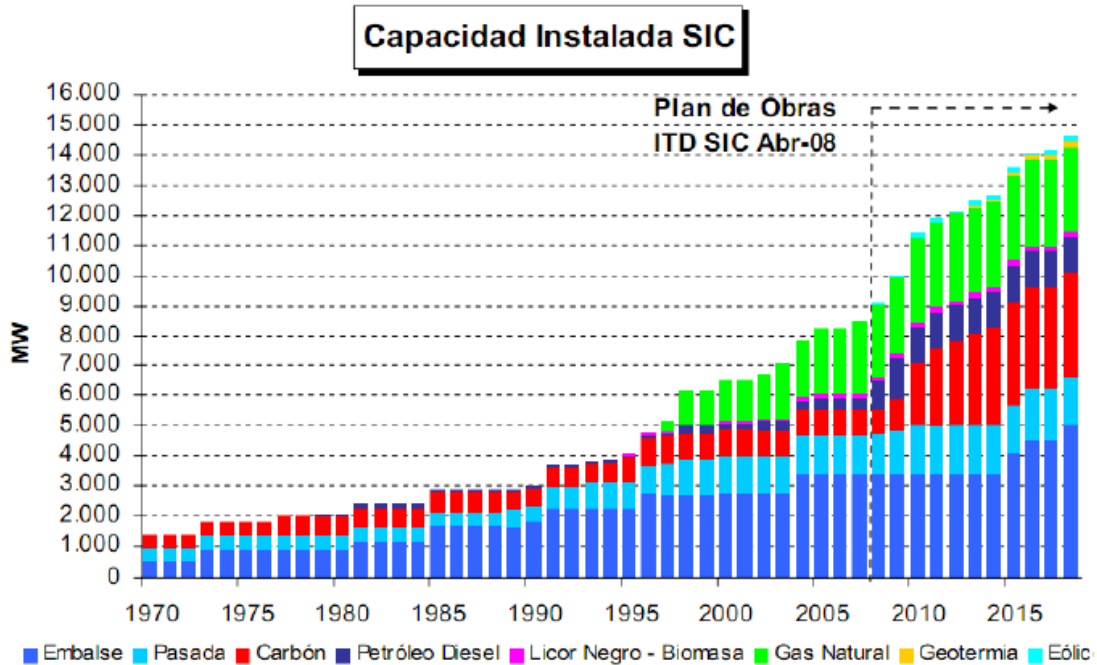


Figura 2a - Evolución de la matriz energética en el SIC entre 1970 y 2008 más una proyección hacia el año 2020 ("Sector Eléctrico Evolución y Precios". Francisco Aguirre Leo, 2008)

Gráfico N° 14

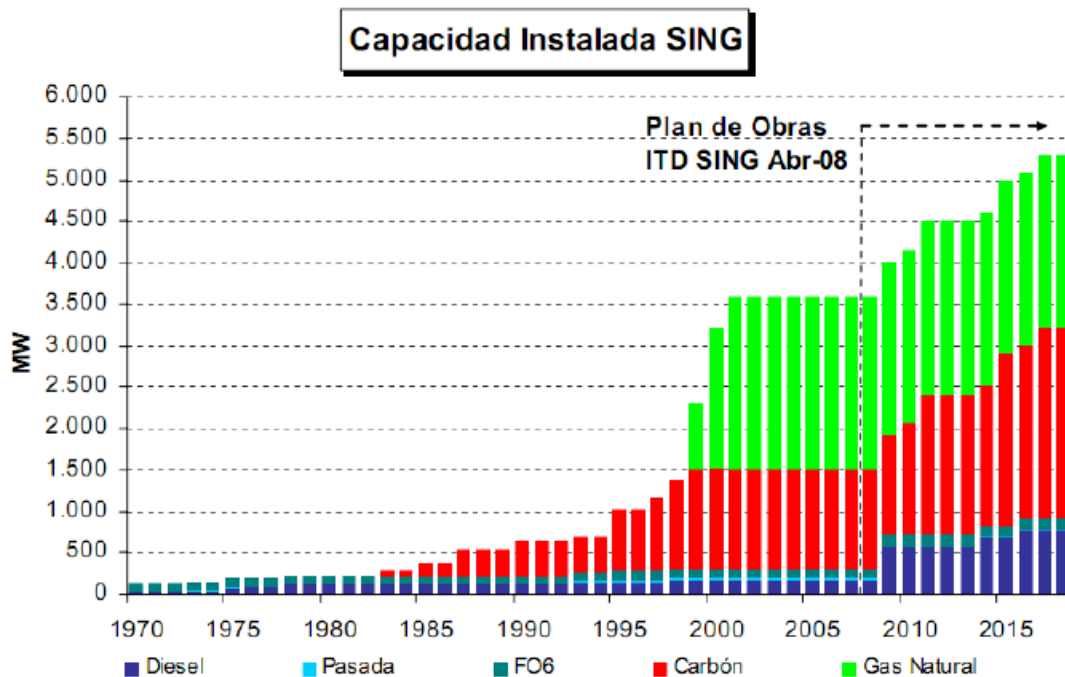
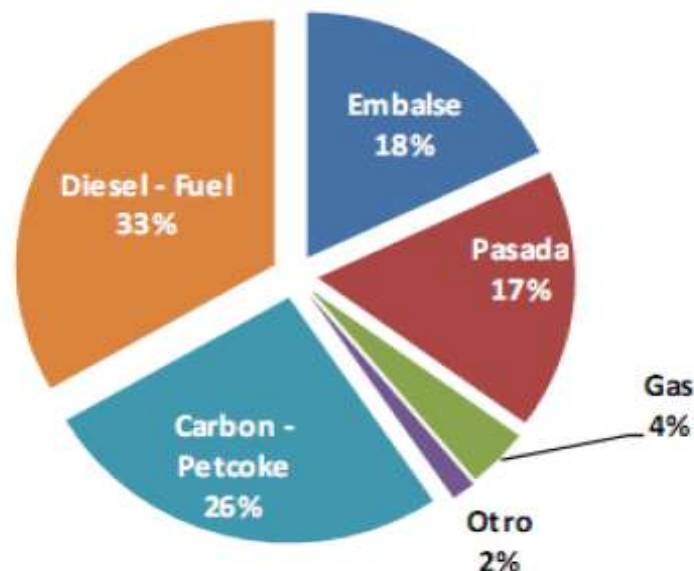


Figura 2b - Evolución de la matriz energética en el SING entre 1970 y 2008 más una proyección hacia el año 2020 ("Sector Eléctrico Evolución y Precios". Francisco Aguirre Leo, 2008)

En los Gráficos N°s 13 y 14 podemos observar cómo ha evolucionado la matriz energética de Chile a través del tiempo donde podemos encontrar varias diferencias que son interesantes analizar. En primer lugar, contrastando ambos gráficos, es importante notar la diferencia en la composición de la matriz para ambos sistemas interconectados. Mientras el SIC cuenta con una matriz más variada y tiene una fuerte dependencia hidroeléctrica, el SING se basa totalmente en centrales termoeléctricas, como las de carbón, diesel y gas natural. Esto nos muestra la importancia de la disponibilidad de fuentes de generación para la matriz hidroeléctrica; en el caso del SING, la generación hidroeléctrica no es una opción puesto que no cuentan con recursos hídricos. La disponibilidad de recursos no depende exclusivamente de limitaciones naturales, sino que también dependen de contingencias económicas, legislativas y hasta políticas.

Las tecnologías actualmente utilizadas que componen la matriz energética de hoy son la generación térmica a través del diesel (33%) y del carbón (26%), y de un importante porcentaje de fuentes hidráulicas (35%) de las cuales el 18% corresponden a embalses y el 17% a centrales de pasada, actualmente sólo el 4% proviene del gas y un 2% de otras ERNC en el SIC, considerados en MW, como se puede observar en el Gráfico N° 15

Gráfico N° 15
Matriz Energética de Chile año 2010



Fuente: “Matriz Eléctrica y el recurso Hídrico: El rol de la Infraestructura”. Javier Hurtado, 2010

Se observa, momentos claves en el cambio de la matriz, como la inserción del gas argentino en 1998 y su salida paulatina en el año 2005, así como el aumento en el uso del diesel al unísono con la retirada del gas de la matriz; sin embargo, es importante notar cómo afectan los precios relativos por tecnología a la configuración de la matriz. Por ejemplo, en 1994 ya se veía la llegada del gas argentino como una alternativa económicamente viable que además presentaba un precio relativo muy bajo con respecto a otro tipo de tecnologías de generación. Se puede afirmar que hay muchos factores, como la disponibilidad de insumos y precios relativos de los combustibles, que determinan cambios en la composición de la matriz, en particular, el gas, el diesel y el carbón, dependen directamente de los proveedores y de los precios respectivos, por otro lado, los recursos hidráulicos dependen directamente de la pluviometría del lugar donde esté instalada la central.

Las tecnologías de energías renovables que se pueden introducir dentro de los próximos años son: la biomasa, la nuclear, eólica, geotérmica, fotovoltaica y oceánica. Su entrada depende de cómo sus costos marginales de producción se relacionan con los costos de las tecnologías existentes disponibles y los precios futuros de los combustibles y de la energía que vean los inversionistas, la evolución de la demanda energética del país y de los subsidios o fomentos que otorgue el estado con tal de disminuir sus costos de implementación y así atraer a los inversionistas privados.

Una proyección realizada en el artículo “Seguridad y Desarrollo Energético en Chile” en el año 2010 pronostica que para el año 2030 la generación hidráulica aumentará ocupando un 60% de la matriz energética, el carbón, el gas y el diesel prácticamente desaparecerán de la misma ocupando tan sólo un 8%, y el 32% restante será generado a partir de la biomasa, generación eólica, geotérmica, solar y oceánica. Véase el Cuadro N° 9

Cuadro N° 9
Proyección de la Matriz Energética de Chile al 2030

TIPO DE CENTRAL	Hoy	2010	2015	2020	2025	2030
Total MW	12.000	14.500	18.000	22.500	28.500	36.000
Hidráulica Embalse	28%	28%	33%	35%	38%	40%
Hidráulica Pasada	11%	12%	14%	17%	18%	20%
Carbón	18%	18%	12%	7%	5%	0%
Petróleo	37%	34%	26%	20%	14%	8%
Gas-Diesel y Gas Natural	4%	2%	2%	0%	0%	0%
Biomasa (D.For. y L.Negro)	1%	1%	2%	2%	2%	2%
Eólica	0%	3%	7%	10%	12%	15%
Geotérmica	0%	1%	2%	5%	6%	8%
Fotovoltaica	0%	0%	1%	2%	3%	5%
Oceánica	0%	0%	1%	2%	2%	2%
Otras	1%	1%	0%	0%	0%	0%

Figura 4 - Proyección de la matriz energética hasta el año 2030 (“Seguridad y Desarrollo Energético en Chile” Rodrigo García, 2007)

La estimación se basa en el alto costo que representan los combustibles fósiles debido a su alta demanda mundial y que Chile carece de fuentes importantes de petróleo y carbón, además de la necesidad de aumentar la variedad de la matriz, para poder aumentar su seguridad, pues al ser más diversa la matriz, se puede minimizar el impacto negativo en la oferta energética en caso de que una fuente deje de ser viable (por ejemplo: debido a un brusco aumento en los precios del combustible o en la falla de un proveedor externo). Sin embargo, esta proyección puede ser discutible, ya que es una matriz futura con visión de energías renovables las que no son generalmente, en términos de señales de precio, las más atractivas para inversión. No obstante, puede estimarse que a futuro podría haber un aumento en las ERNC, puesto que la nueva ley de energías renovables estipula que por lo menos 10% de la energía generada tendrá que ser proveniente de fuentes renovables no convencionales.

Otro aspecto que cabe mencionar es una gran caída del carbón del 2010 al 2015 que es muy cuestionable, ya que actualmente están en construcción proyectos de termoeléctricas a base de carbón por más de 3000 MW (sólo en el SIC), los que entrarán en operación a partir del 2012, la que ha sido una decisión adoptada por los inversionistas por la señal de precios que ven a futuro (el carbón es visto como los inversionistas a un precio relativo menor que otros combustibles como el gas y el diesel). Lo relevante es que la configuración de la matriz responde a las señales de precios, por lo que ésta cambiará si los precios esperados de los combustibles también lo hacen y si los costos de inversión en energías renovables se hacen más económicos a futuro.

2.5.4. LA MATRIZ ENERGÉTICA DE COLOMBIA

Un lugar común dentro de las llamadas “estrategias de competitividad” diseñadas para el país es destacar su posición geopolítica privilegiada. En el caso del sector energético, se ha sostenido que Colombia es un paso obligado para la generación y transmisión de energía entre Norte, Centro y Suramérica.

Esa “vocación energética” se ha sistematizado en varios documentos e iniciativas gubernamentales. A manera de ilustración, en la Visión Colombia II Centenario, 2019 se propone convertir al país en un cluster de servicios energéticos aprovechando su aparente capacidad para la producción de agrocombustibles, la extracción de recursos minerales y la explotación de hidrocarburos. El Plan Energético Nacional, 2006 - 2025: contexto y estrategias está orientado en ese mismo sentido.

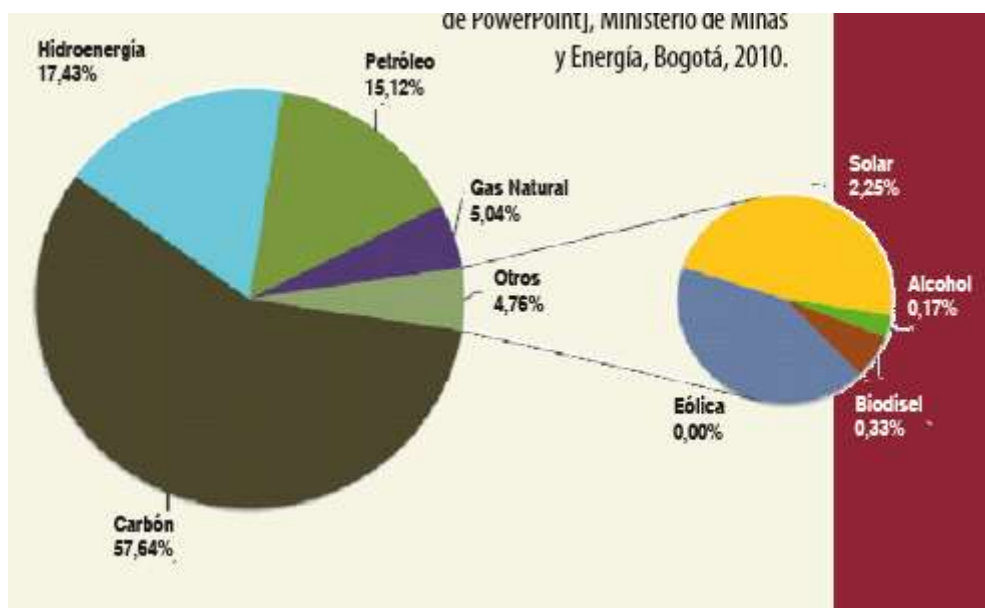
Los principios que sustentarían el posicionamiento de Colombia dentro de la matriz energética regional van desde la interconexión con el resto de Latinoamérica y el Caribe, pasando por la “eficiencia” en el establecimiento de los precios del sector energético, hasta la construcción de obras de infraestructura para su inserción en los circuitos mundiales del capital. Un análisis somero de los planes energéticos nacionales de los últimos años permite entrever ciertas continuidades en el proceso de formulación de las políticas energéticas: se caracterizan por insistir en la necesidad de incrementar la exploración y hallazgos de petróleo y gas, potenciar las exportaciones de carbón, expandir la generación de energía eléctrica e impulsar “fuentes alternas”, cuyo énfasis ha estado asociado, por lo general, a los agro-combustibles.

Ese panorama se exhibe como una oportunidad para las empresas transnacionales interesadas en la explotación de los recursos naturales del país y el Gobierno Nacional ha atizado dicho interés al garantizar las condiciones marco (seguridad jurídica) para el incremento exponencial de la inversión extranjera.

El “boom” minero-energético que actualmente experimenta Colombia se presenta como uno de los pilares para la recuperación del crecimiento del PIB y, por lo tanto, para retomar “la senda del desarrollo”. Como puede apreciarse en la gráfica, el sector minero, principalmente de carbón, y el energético, apoyado en el petróleo, el gas y la generación de energía hidroeléctrica, recogen la mayor parte del “potencial energético” colombiano.

No obstante, la prospectiva gubernamental es más bien de corto plazo. La supuesta relación energía-crecimiento-desarrollo es una ilusión. Una economía especializada en la extracción y exportación de recursos naturales no renovables es especialmente vulnerable a posibles cambios del mercado internacional. Por si fuera poco, el consumo de energía se concentra, tiene serios impactos ambientales, consecuencias sobre la balanza de pagos, distorsiona la estructura y la asignación de los recursos económicos, genera una redistribución regresiva del ingreso nacional y generaliza la pobreza.

Gráfico N° 16
Potencial Energético Colombiano 2010-2015



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, Política energética y plan de acción indicativo 2010-2015, Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, 2010.

Colombia es altamente dependiente de la producción y exportación de materias primas, recursos minero-energéticos y productos agrícolas. Las exportaciones colombianas aumentaron 29,8 por ciento en febrero del año en curso impulsadas por productos tradicionales (petróleo, carbón y ferroníquel, entre otros). Las ventas en el exterior pasaron de 2.913,4 millones de dólares en el segundo mes del 2010, a 3.782 millones de dólares en igual periodo del presente año. El resultado del mes deja ver que las exportaciones tradicionales se incrementaron 42,7 por ciento y la de las no tradicionales sólo un 5,6 por ciento.

El país ha aprovechado el momento histórico derivado de la fase expansiva del ciclo y de las situaciones de especulación en los precios de dichos productos (tendientes, desde luego, al incremento progresivo). Esto permitió índices de crecimiento muy considerables desde 2002. Sin embargo, la caída de la demanda, potenciada por la crisis capitalista, ha revaluado la “prosperidad” de ese escenario. De tal suerte, una de las locomotoras del Plan Nacional de Desarrollo (PND) del gobierno de Juan Manuel Santos podría descarrilarse por la variación de los mercados junto con las promesas de aumentar el crecimiento económico del país en 1,7 puntos por año, reducir la pobreza en cerca de un 1,2 por ciento (actualmente en 46%) y la indigencia en el 1,0 (actualmente en 18%).

El PND parece desconocer las particularidades de la estructura productiva colombiana.

La concentración en actividades del sector primario de la economía genera índices de productividad precarios y mentalidades rentísticas. Además, la canasta de exportaciones dependerá cada vez más de los recursos mineros y energéticos.

Pese al descenso significativo en los índices de producción, combustibles como el petróleo, el carbón y el gas continuarán siendo parte de la matriz energética en el mundo. Las contradicciones y las conflictividades desencadenadas por los desplazamientos espaciales para obtener acceso a nuevas reservas o a otras formas de generación de energía se exacerbarán de manera preocupante.

Colombia es un caso paradigmático tanto en la construcción de hidroeléctricas y la producción de agro-combustibles como en la intensificación geográfica para la búsqueda de hidrocarburos y carbón. No es coincidental que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), por ejemplo, registre constantemente los aumentos en la producción de petróleo. La producción de crudo alcanzó en enero del año pasado los 742.000 barriles por día. En enero de 2011 ya estaba por los 839.000 barriles, lo que representa un incremento de 13%. El modelo de desarrollo extractivista y expoliador de los recursos naturales tiene serias consecuencias en términos de desplazamiento de poblaciones y deterioro ambiental.



CAPÍTULO III: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE A GAS NATURAL

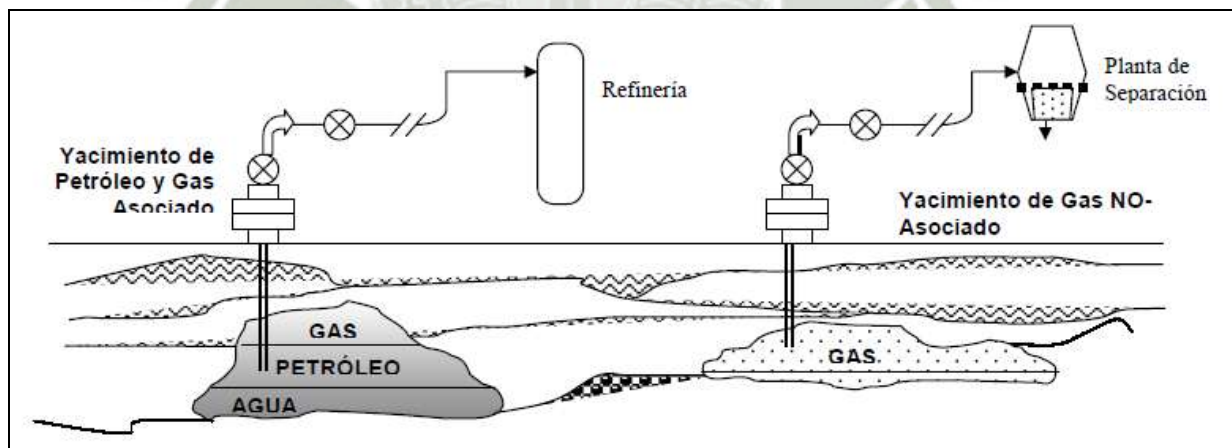
3.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE A GAS NATURAL

El Gas Natural es el producto de la naturaleza que proviene de acumulaciones subterráneas, teóricamente generado en el tiempo, mediante una prolongada descomposición bacteriana de la materia orgánica. Aunque su composición química varía, según la naturaleza del reservorio, se concuerda que está formado mayoritariamente por hidrocarburos ligeros (de bajo peso molecular), siendo el metano (CH_4) su principal componente.

El gas natural ocurre en la naturaleza en dos formas: como "gas asociado" cuando acompaña al petróleo en el reservorio, y como "gas no asociado" cuando ocurre independientemente. En este último caso, los hidrocarburos están en fase gaseosa.

En cualquier caso, el "gas asociado" proveniente de los yacimientos de petróleo o el "gas no asociado" proveniente de yacimientos con suficiente contenido de hidrocarburos más pesados que el propano (C_3H_8), debe ser tratado en Plantas de Tratamiento, donde se separan mediante enfriamiento y disminución de presión las porciones de hidrocarburos Líquidos del Gas Natural (denominadas como LGN). El detalle de este proceso se presenta en el Gráfico N° 17 siguiente:

Gráfico N° 17
Procesamiento Industrial del Gas Natural



Fuente: Generación de Energía Eléctrica y Gas Natural. D. Perea R. 2003

El procesamiento industrial del Gas Natural, permite generar al menos, tres grandes grupos de productos:

1. **Gas Seco**, (también llamado "gas combustible", o simplemente "gas natural"); es el producto constituido básicamente por una mezcla de metano y algo de etano.

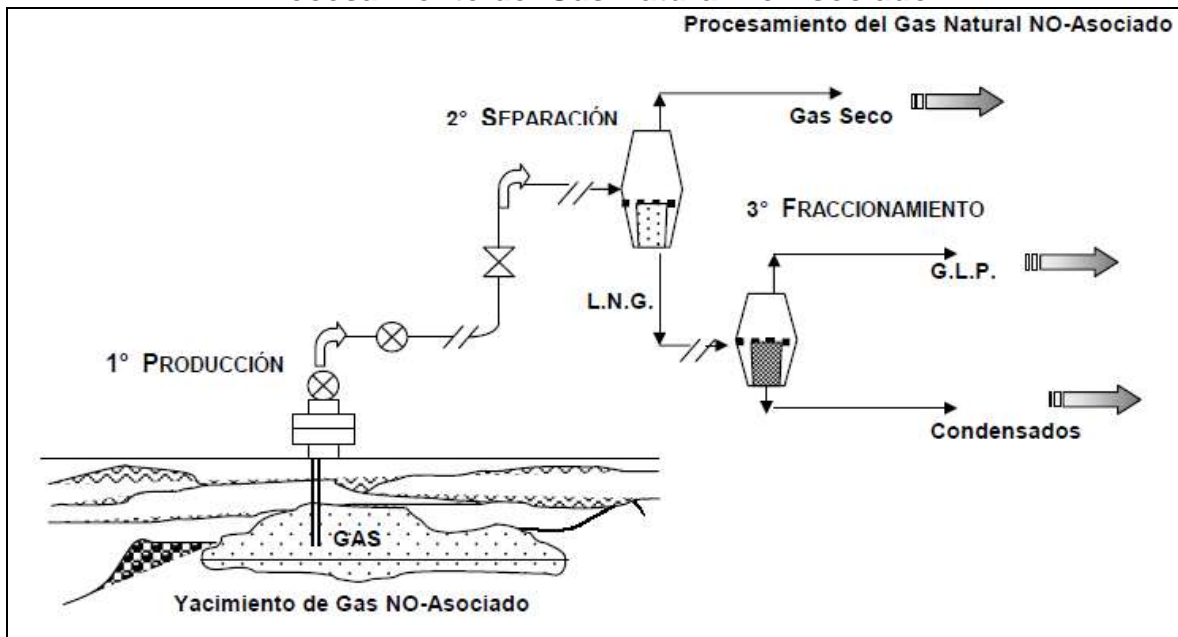
Normalmente se le transporta en gasoductos; aunque hoy en día por el elevado nivel de los precios del petróleo ya resulta económicamente viable, la opción tecnológica de enfriarlo criogénicamente y emplear altas presiones para llevar esta mezcla al estado líquido, (es decir: licuefacción de gas natural = GNL) y transportarlo en buques, igualmente de alta tecnología, llamados metaneros.

En el ámbito mundial, se emplea como,

- ⇒ Combustible: para generar energía eléctrica en centrales termoeléctricas; reemplazando Petróleos Industriales (P.I.) y el Diesel No. 2 (D2), en aquellas aplicaciones de combustión directa. El gas seco, también puede ser usado como combustible automotor, bajo la forma de Gas Natural Comprimido (GNC) en motores gasolineros, prácticamente sin ninguna modificación y también en motores Diesel, con ciertas modificaciones en los sistemas de control de inyección del combustible.
 - ⇒ Materia Prima en la Industria de Fertilizantes: se considera un uso noble del recurso. Implica la elaboración de Urea y otros compuestos derivados similares.
 - ⇒ Materia Prima en Petroquímica: se considera también, un uso noble del recurso. Implica usos tales como la elaboración de metanol y alcoholes superiores a partir del metano o de etileno a partir del etano.
2. **Gas Licuado de Petróleo (GLP)** es lo que hoy en día llamamos gas y que se comercializa envasado en balones. Es una mezcla en diferentes proporciones básicamente de propano-butano.
 3. **Los Condensados C5+**: que es la parte de líquidos livianos, tales como nafta, gasolina natural, el kerosene y algo de condensados (líquidos) más pesados.

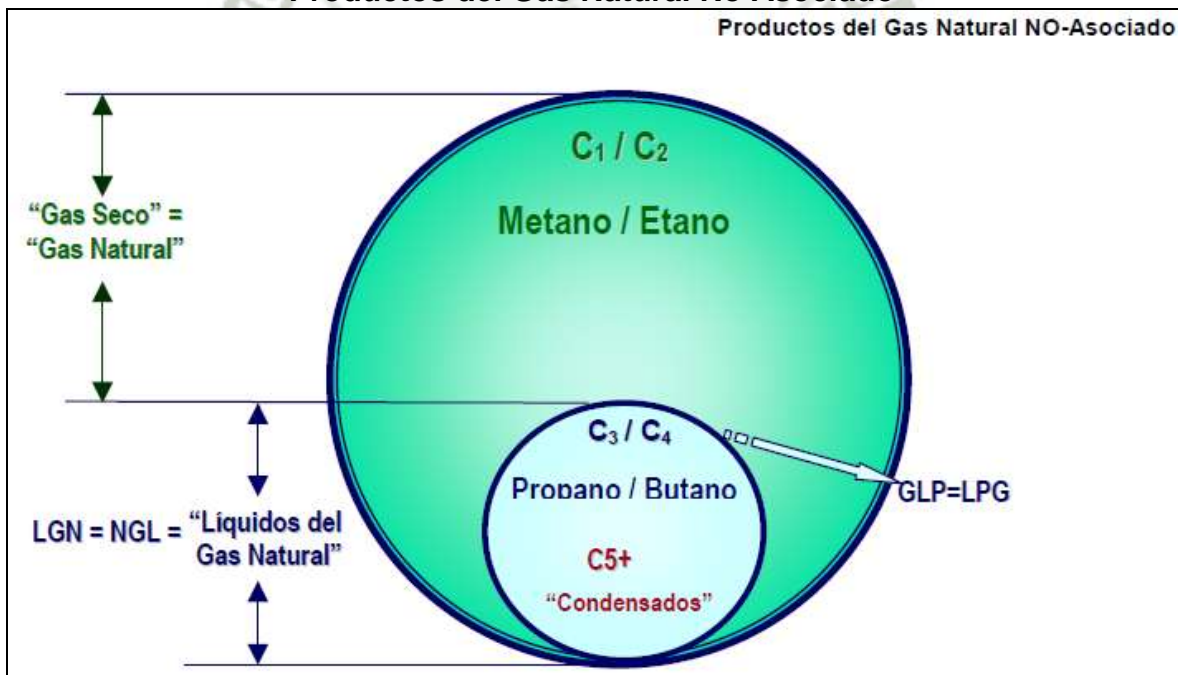
Los Gráficos Nos. 18, 19 y 20, pretenden alcanzar una concepción esquemática de los procesos y productos del Gas Natural.

Gráfico N° 18
Procesamiento del Gas Natural No Asociado



Fuente: Generación de Energía Eléctrica y Gas Natural. D. Perea R. 2003

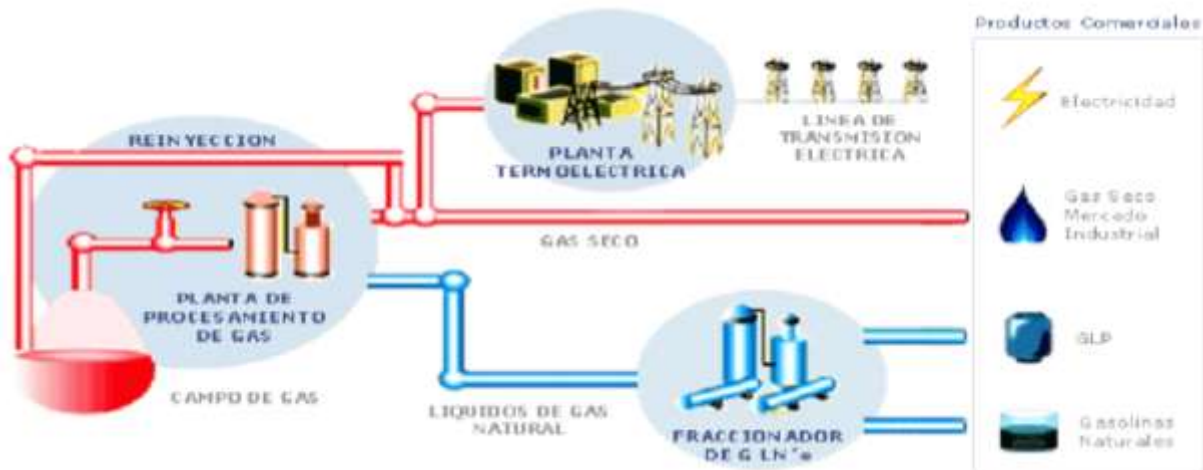
Gráfico N° 19
Productos del Gas Natural No Asociado



Fuente: Generación de Energía Eléctrica y Gas Natural. D. Perea R. 2003

Hecho este marco conceptual, se adopta de aquí en adelante, el término "gas natural" para referirnos más bien, al Gas Combustible, también llamado Gas Seco; adopción que efectuamos simplistamente en correlación a la costumbre comercial, (a despecho del rigor técnico y destacando que no es el producto de reservorio, sino la fracción combustible de metano- etano).

Gráfico N° 20
Esquema Productivo de Gas No Asociado



Fuente: Elaboración Propia

En el Sector Transporte sin embargo, el Gas Natural evidencia una notoria inferioridad, frente a los productos líquidos obtenidos del petróleo, sus características físicas, limitan su participación en un sector muy exigente en cuanto a la flexibilidad en almacenamiento y en distribución. Contrariamente, el gas natural, es muy apreciado en el sector industrial, donde es capaz de cubrir con ventaja, el suministro de energía térmica, prácticamente en toda la gama de temperaturas, para los diferentes equipos/ procesos, con la ventaja adicional de facilitar las labores de mantenimiento.

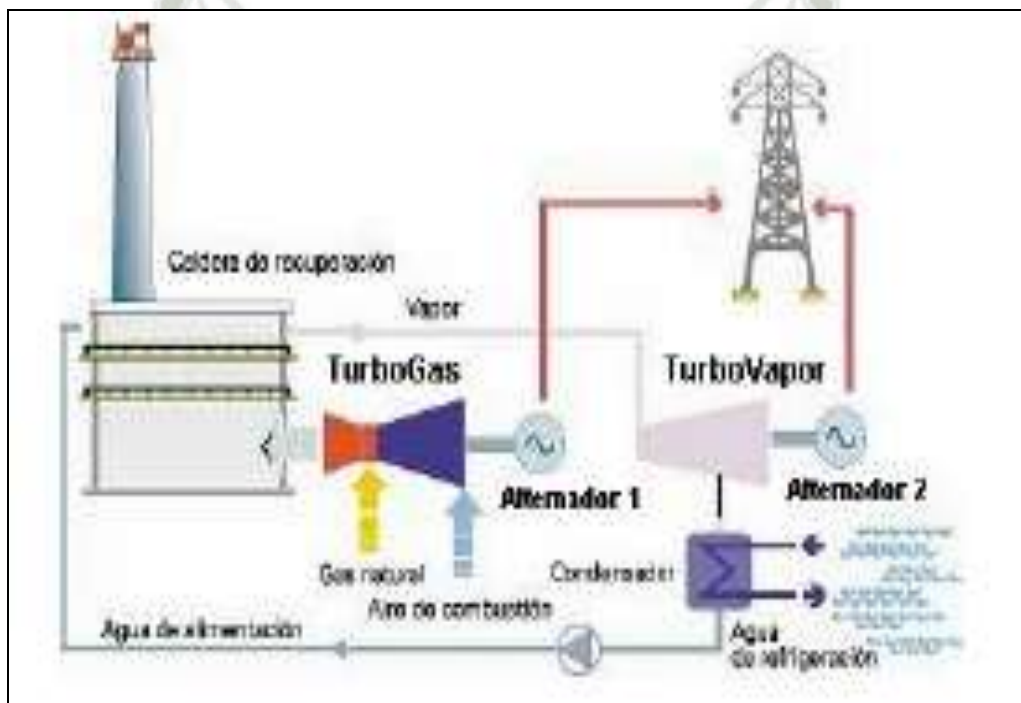
Por largo tiempo, el modo favorito de empleo de los combustibles fósiles, fue la calderería a vapor; la energía eléctrica, generada a través de una turbina a vapor, derivada de su utilización, ha sido un clásico de la industria en general. Hace unos treinta años, el gas natural no aparentaba ventajas drásticas, frente a sus competidores, tanto los usuarios industriales como los eléctricos, que usaban la generación de vapor, no estaban dispuestos a pagar un combustible como el gas natural, con un costo mayor que el del "Petróleo Industrial" (o Fuel-Oil en términos técnicos internacionales).

Su ventaja más neta, se desprendía de la posibilidad de ofrecer muchas mayores posibilidades en cuanto a recuperación de calor, debido a que los gases de chimenea, efluentes del gas natural, no son corrosivos, situación que sí se da, en mayor o menor grado, con los gases de chimenea provenientes de la combustión de un Petróleo Industrial o Fuel-Oil y evidentemente en grado más notable, en el caso de carbones sulfurados. Más recientemente, se ha incorporado además, la importante ventaja relacionada a las consideraciones de protección del ambiente, en las que el Gas Natural, es largamente ventajoso.

Hoy en día se reconoce que si el gas natural ha de ser utilizado para la generación de energía eléctrica, debe estar dentro de aquellos sistemas que sepan aprovechar la mejor parte de sus cualidades intrínsecas. Estos sistemas, son los conocidos como: "Ciclo-combinado", que han sido tecnológicamente "puestos a punto", antes de finales de la década de los ochenta; a la fecha, han demostrado su confiabilidad y simultáneamente, han incrementado su amplia gama de servicios durante los últimos años.

El Gráfico N° 21 muestra un Sistema de Ciclo-Combinado.

Gráfico N° 21
Sistema de Ciclo Combinado

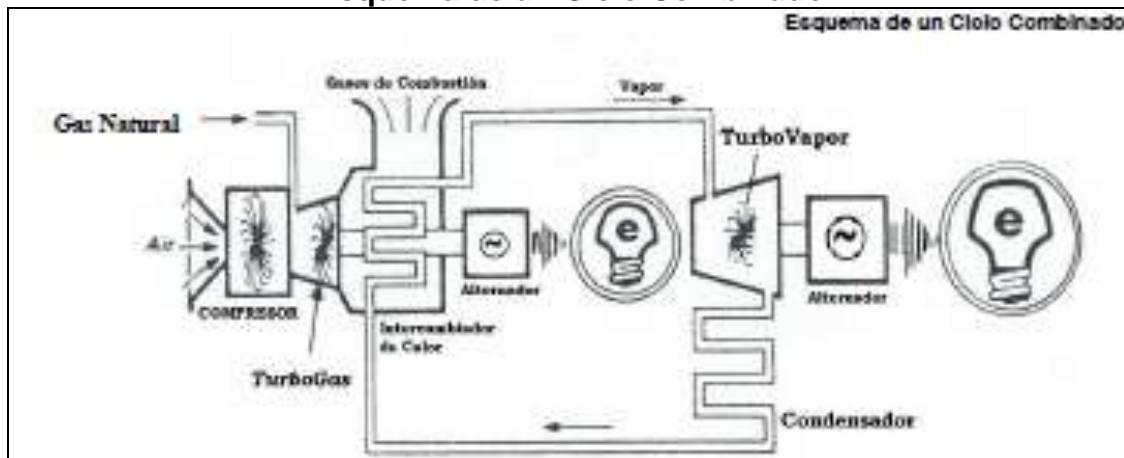


Fuente: Generación de Energía Eléctrica y Gas Natural. D. Perea R. 2003

CONSIDERACIONES TÉCNICAS RELATIVAS A LOS CICLOS-COMBINADOS

El ciclo combinado, está constituido por una turbina a gas, en la cual, la energía de los gases de combustión (digamos a una temperatura en el orden de los 530 °C), sirve para generar vapor por descompresión en una turbina a vapor (ver Gráfico No. 22).

Gráfico N° 22
Esquema de un Ciclo Combinado



Fuente: Generación de Energía Eléctrica y Gas Natural. D. Perea R. 2003

Este rendimiento o eficiencia, conceptualmente vincula, la temperatura de la fuente caliente (T_c) menos la temperatura de la fuente fría (T_f), dividido por la temperatura de la fuente caliente.

En efecto, el ciclo-combinado es una mezcla particularmente exitosa, entre dos sistemas que habían llegado, o que estaban próximos a sus límites. De un lado, la turbina a gas (TG), era conocida por sus pobres rendimientos (aún si estos habrían podido desarrollarse de 20-25% a 20-33%). La energía mecánica obtenida, provenía de la utilización del ciclo de Brayton, dentro del cual los gases calientes de combustión son dilatados dentro de la turbina a gas. Una representación ideal de este ciclo, se aprecia en el Gráfico No. 13.

De otro lado, la turbina a vapor (TV), ha sido durante más de un siglo, la mejor herramienta del progreso industrial. La energía mecánica que se podía recuperar de ella, estaba determinada por los apremiantes físicos de uso del vapor de agua: condiciones críticas a alta temperatura, presiones a baja temperatura. Este es el ciclo de Rankine, que describe esta producción de energía mecánica, a partir de la caída de presión del vapor de agua en una turbina a vapor.

Bajo una concepción económica, luego de la histórica primera alza de precios de los combustibles fósiles, en particular del petróleo en 1973, se hizo evidente que los todos aquellos sistemas de bajo rendimiento, en materia de empleo de energía, quedarían minimizados/aislados a usos muy limitados. Así, desde aquellos tiempos, las turbinas a gas, se mostraban más orientadas para la generación de energía eléctrica de punta o bien para su empleo en las regiones ricas en gas asociado, en las que era o es, quemado en las antorchas (flares).

Posteriormente, mayores ambiciones, condujeron a la necesidad de utilización de las calorías "gratuitas", disponibles en los gases efluentes, aún calientes, de los escapes de las turbinas a gas. De ahí la idea de instalar una

caldera para producción de vapor, para la posterior recuperación de estas calorías, en una cadena o sucesión de intercambiadores.

El vapor de agua así producido, podría entonces servir para generar energía eléctrica con un alternador acoplado a una turbina a vapor.

El concepto del ciclo-combinado, en realidad no es complejo, ni tampoco tan nuevo en el plano estrictamente técnico, lo que ocurre es que toma cuerpo, en razón de la modificación de las condiciones económicas.

CONSIDERACIONES ECOLÓGICAS RELATIVAS A LOS CICLOS-COMBINADOS

Las turbinas a gas, lograron sus altos rendimientos técnicos, pagando el precio de un severo compromiso: el de disponer de un combustible "limpio". Las elevadas temperaturas (1260 °C) a las cuales son sometidas ciertas partes de las turbinas a gas, exigen la resolución de complejos problemas de materiales y que el caso de los materiales metálicos, implicó el apelar a sofisticadas consideraciones metalúrgicas a fin de obtener las aleaciones metálicas de la alta calidad requerida para trabajar a tan altas temperaturas; éstas aleaciones, no pueden soportar combustibles que contengan elementos tales como el vanadio y/o sodio, que dicho sea de paso, se encuentran comúnmente presentes en cantidades apreciables en las fracciones pesadas del petróleo (los Petróleos Industriales).

Así, los únicos productos derivados del petróleo, que podrían ser razonablemente utilizados en las turbinas a gas, son aquellos pertenecientes al rango de los llamados "destilados medios" (kerosene / diesel). Los precios de estos productos, en la mayoría de las regiones del mundo, son tales, que deben reservarse sólo a las turbinas a gas, que trabajan únicamente para la generación de punta.

El gas natural es entonces, el combustible ideal para las turbinas a gas y para los ciclos-combinados. Su utilización, por sí misma, conlleva emisiones muy reducidas de contaminantes, no hay probabilidad considerable de desechos de SO₂ y en cuanto a las emisiones de CO₂, en el caso de los ciclos-combinados, éstas son casi la mitad que en los de una central térmica clásica alimentada con Petróleo Industrial (o Fuel-Oil pesado), y del orden de la tercera parte con relación a los desechos emitidos por una central a carbón.

Con respecto al único punto relativo a las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x), el gas natural no ofrece ventajas significativas en comparación a los otros combustibles. Sin embargo, la maniobrabilidad del gas natural y la ausencia de otras impurezas, ofrecen más alternativas tecnológicas, como para imaginarse, que las soluciones que limitan los desechos.

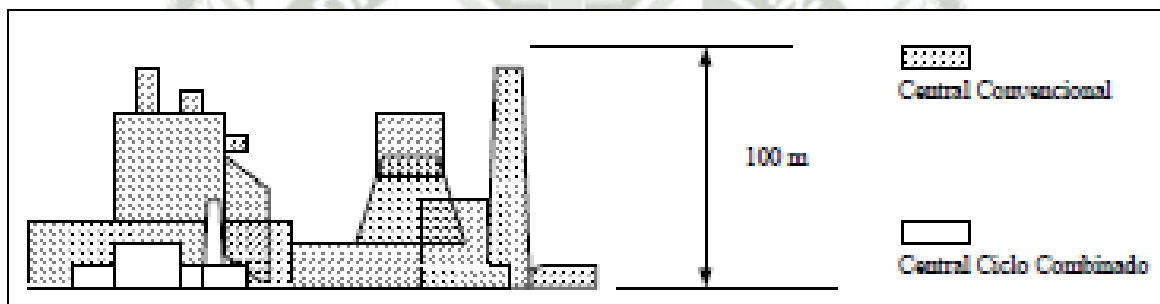
Algunas experiencias bien lo han demostrado así; la gran Central de Futtsu en Japón (2,000 MW en ciclo-combinado) tiene en sus desechos

garantizados, niveles inferiores a diez (10) ppm de NOx. Los ciclos-combinados han pasado así, las pruebas de poder satisfacer las severísimas normas, que sobre este aspecto, han sido editadas por los japoneses.

Otros de los atractivos, en materia ambiental, es su capacidad de poder confundirse/disimularse en el paisaje en la misma forma que un equipo industrial clásico.

El Gráfico N° 23, pretende expresar gráficamente este concepto, contrastando las dimensiones de una planta de ciclo-combinado de gran capacidad y cuya talla, resulta comparativamente mucho más discreta que por ejemplo, la de una equivalente central termo-eléctrica de carbón como las que podríamos encontrar en el Puerto de Ilo del sur del Perú. Este factor aporta una consideración atractiva adicional, reflejada en una mayor flexibilidad en la localización.

Gráfico N° 23
Central Convencional y Central de Ciclo Combinado



Fuente: Generación de Energía Eléctrica y Gas Natural. D. Perea R. 2003

Si se efectúa el mismo tipo de comparación con relación a una central a carbón, el ahorro en espacio requerido, es igualmente muy importante. Una central a carbón, equipada con sistemas de tratamiento de desechos/humos, exige de vastas áreas de almacenamiento de sólidos, para hacer frente a las necesidades de la central.

- | | | |
|-----------------|---------|--|
| - Entradas para | 900 MW: | 9000 t/d de carbón
300 t/d de material calcáreo |
| - Salidas para | 900 MW: | 900 t/d de cenizas (10%)
475 t/d de sulfato de calcio |

Otro punto, particularmente atractivo para ciertos países o ciertas localidades, es que los ciclos-combinados, consumen aproximadamente la mitad de agua, que las centrales clásicas de potencia equivalente.

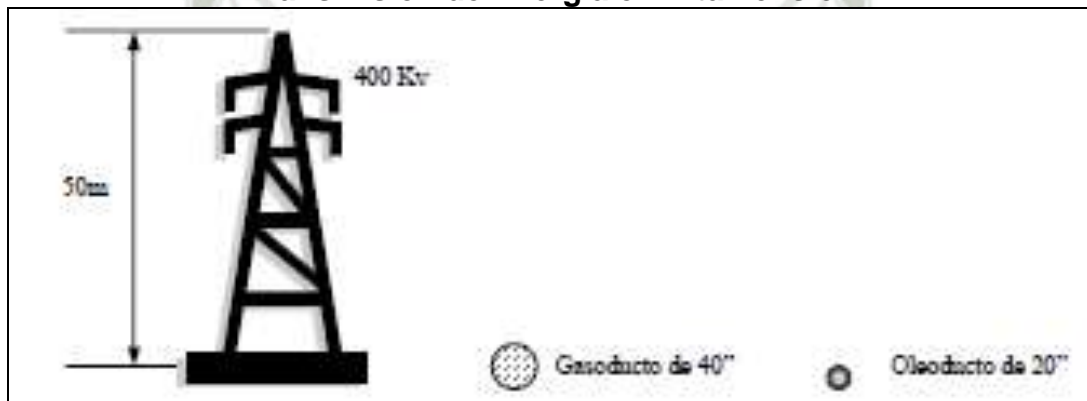
Estos criterios, fueron los que aportaron, en su momento, un parámetro de ventaja adicional de localización, puesto que en principio, las grandes ciudades fuertemente consumidoras de energía eléctrica, vieron posible para su satisfacción a los ciclos combinados. Las necesidades en costosas y anti-

estéticas, (y eventualmente vulnerables), torres/líneas de transmisión de energía eléctrica, se ven significativamente reducidas.

En realidad, desde este punto de vista, todos los hidrocarburos son prueba de un atractivo particular. La discreción de su transporte, aún para los niveles de consumo energético más importantes, es notoria en comparación a la equivalente en forma de energía eléctrica.

El Gráfico N° 24, ilustra esta consideración. Este se constituye es un elemento decisional de mayor peso específico, cuando se trata de evaluar y configurar una determinada política energética.

Gráfico N° 24
Transmisión de Energía en Alta Tensión



Fuente: Generación de Energía Eléctrica y Gas Natural. D. Perea R. 2003

Ciertamente, resulta muy atractivo, disponer de conductos de gas natural que alimenten las centrales eléctricas repartidas racionalmente sobre un determinado territorio.

Debemos considerar sobre la evidencia de lo ocurrido en el ámbito mundial, que los países en los cuales las redes de gas natural, están en la fase de diseño o de desarrollo inicial, es precisamente la industria de generación de energía eléctrica, la que ofrece el factor de escala o tamaño mínimo que hace justificado el construir progresivamente las diferentes ramas de una red de distribución de gas natural, ya que los mercados de los sectores industrial y residencial se "cuelgan" a la infraestructura desarrollada para este cliente principal.

CONSIDERACIONES ECONOMICAS RELATIVAS A LOS CICLOS-COMBINADOS

Cuando al final de los años setenta, las tasas de interés, en términos reales, estaban próximas a cero y algunas veces hasta negativas, las opciones capitalistas de la generación de energía eléctrica así como los de hidro-electricidad y las nucleares penalizadas.

Evidentemente, la situación actual es otra, con tasas activas reales que varían entre 7 y 10% para los países industrializados (para los países en vías de desarrollo, las tasas reales calculadas por el FMI, se ubicaron entre 10% y 20% entre los años 1991-2000), el día de hoy, las tasas están un poco inferiores al 10%. Este elemento ha jugado un rol determinante en la generación de la deuda de numerosos países en desarrollo. El sector eléctrico, por la magnitud de inversiones que requiere, contribuyó fuertemente al crecimiento pesado del endeudamiento.

Un país que debió hacer frente a una rápida demanda de crecimiento de energía eléctrica, debió hacer entonces una selección con discernimiento de la opción u opciones para obtener un desarrollo óptimo de su parque de centrales eléctricas. La nuclear y las hidroeléctricas con sus más pesadas inversiones suscitaron naturalmente algunas reservas.

Para un país que tiene miles de dificultades para equilibrar su balanza de pagos, la vía de selección se orientará sobre todo, aunque sin exclusividad, hacia las soluciones de menor costo de inversión, como las turbinas a gas y los ciclos-combinados. La tabla que se consigna a continuación, muestra que, desde este punto de vista, las ventajas sustanciales que estas opciones tecnológicas ofrecen, están en el siguiente orden de magnitud:

Inversiones Específicas (en US Dólares por KW instalado)	
Central turbina a gas	450 - 600 US \$ / Kw
Central de ciclo-combinado	745 - 900 US \$ / Kw
Central hidráulica	1 200 - 1 500 US \$ / Kw
Central a carbón (c/ tratamiento de humos afluentes)	1 500 - 1800 US \$ / Kw
Central térmica a diesel	1 800 - 2 400 US \$ / Kw
Central nuclear	2 400 - 3 750 US \$ / Kw

En los países industrializados y particularmente en los Estados Unidos, Japón, Alemania, la puesta en vigencia de legislaciones sobre protección ambiental, restringen cada vez más y más, la emisión de contaminantes, obligando a la industria de generación eléctrica a la utilización de centrales de carbón "limpias". Esta situación, ha llevado a los licenciadores de tecnología y/o fabricantes de centrales a carbón, a mirar a los países en vías de desarrollo, en los que las regulaciones ambientales todavía no constituyen una barrera tan alta como en sus países, como sus siguientes "mercados naturales" en donde montar sus centrales sin las complicaciones impuestas en sus países de origen.

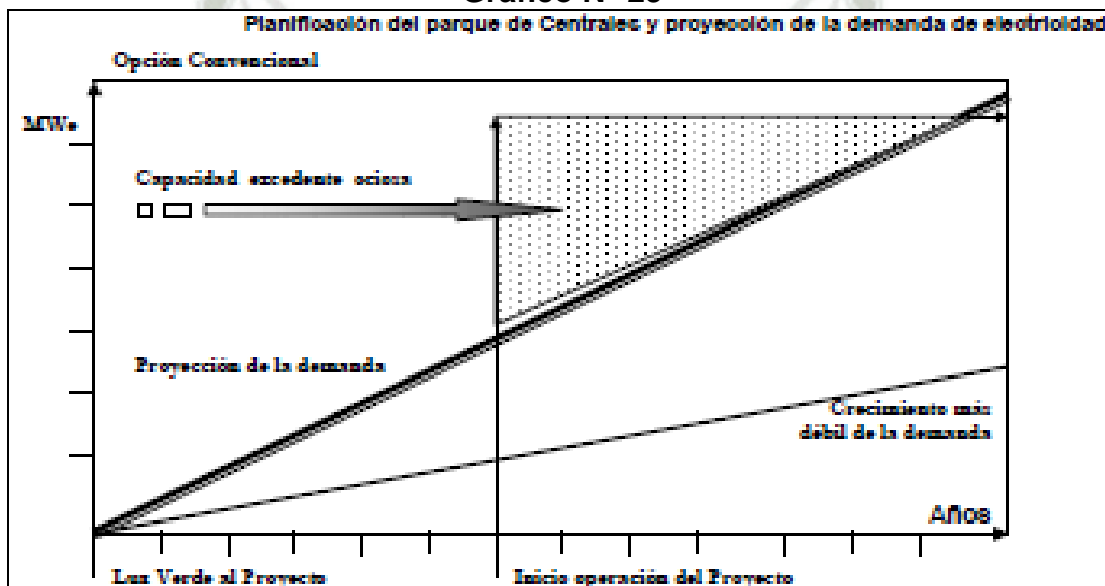
De cualquier modo, el sobre-costos necesario para la satisfacción de las regulaciones ambientales, llega fácilmente, al 20-30% del costo de una central. Se concibe fácilmente de la tabla antes señalada, que en períodos en que el dinero es más caro y el gas más barato, que la opción ciclo-combinado se muestra como la más atractiva.

El ciclo-combinado es ahora la mejor opción, aún sinó está sola, para todos los planificadores de las compañías de electricidad. Esta es la opción que de

lejos, ofrece las más grandes capacidades para hacer frente a la incertidumbre del futuro. La necesidad de los eléctricos para sus proyecciones en el futuro de 15-20 años, está dictada por los largos retrasos de realización de muchas opciones como la hidroelectricidad, la nuclear (justo a 10 años en los Estados Unidos) y en menor grado, las centrales a carbón, equipadas con tratamientos de los humos efluentes.

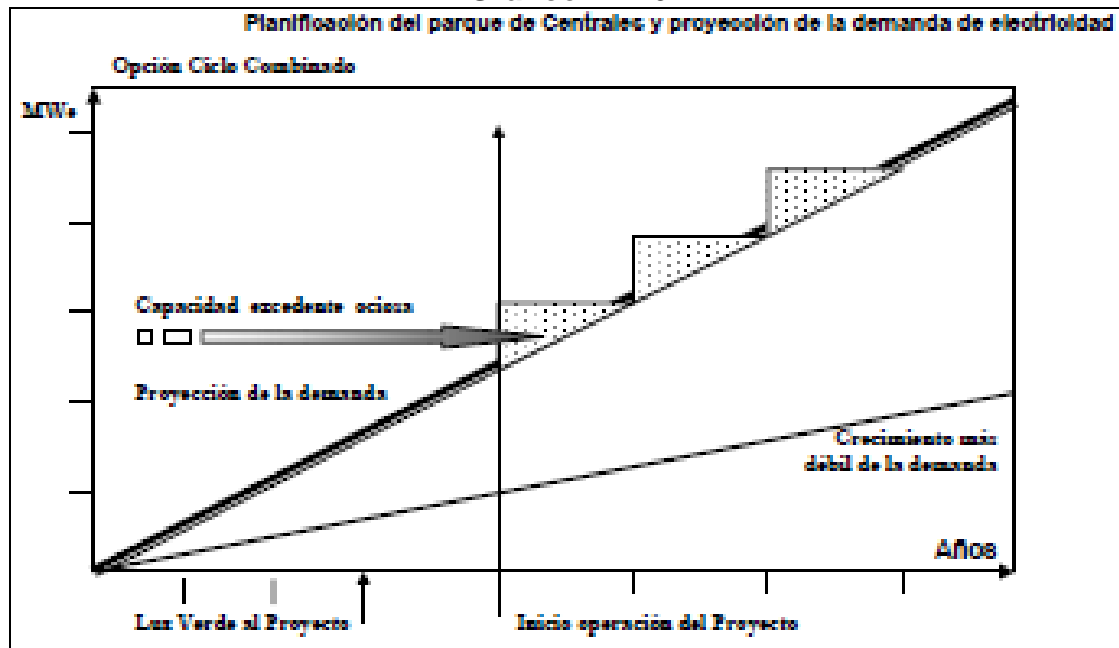
Por ejemplo, imaginemos el caso de un país en el cual, el crecimiento de la demanda sea del 25% por año y que debería construir 900 MW de capacidad susceptible de hacer frente a sus necesidades del año 0 a +12. Para una solución con central a carbón (opción convencional), la decisión tiene que ser tomada en el año "0" para que la central esté operativa en el año "+5". Los Gráficos 25 y 67 ilustran estas consideraciones.

Gráfico N° 25



Fuente: Generación de Energía Eléctrica y Gas Natural. D. Perea R. 2003

Gráfico N° 26



Fuente: Generación de Energía Eléctrica y Gas Natural. D. Perea R. 2003

Con la opción Turbina a Gas/Ciclo-combinado, tal decisión puede diferirse en tres años, en razón de que dos años, son suficientes para construir e instalar una turbina a gas. Además, la construcción modular (digamos tres módulos de 300 MW) permite reducir la capacidad inicial excedente y prorratear a un nivel óptimo, el perfil de inversiones.

Adicionalmente, la opción turbina a gas / ciclo-combinado, se adapta mucho mejor a los desfases constantes entre la previsión y la realidad del crecimiento. Supongamos que en lugar del 3.5% por año, el crecimiento se reduce a 1.5%. Se constata entonces que la central convencional de 900 MW fue construida siete (07) años antes de lo necesario. Para una inversión que puede ser del orden de los mil tres cientos millones de US dólares, el costo financiero puede resultar extremadamente pesado. Con la opción de turbina a gas ciclo-combinado, el ejecutivo / planificador nacional o regional, que toma la decisión, compara y colecta más de cerca la evolución real del mercado y puede retardar un poco más, cada año, la "luz verde" sería retardada al año +10, o sea, diez (10) años después de la "luz verde" otorgada en el caso de la solución convencional.

En el intervalo, la evolución de la información técnica y económica, podrían ser evaluadas suficientemente, como para que la selección definitiva, se acerque a la solución más cercana a la óptima.

Tomando la hipótesis inversa, es decir una tasa de crecimiento más elevada que la antes indicada, no será tanto el que los eléctricos padezcan el error en sus previsiones, sino la economía de un país o región, víctima de los

cortes de energía eléctrica o del racionamiento. Este es un caso que ha sido constatado en diversas y repetidas oportunidades, particularmente en Asia.

Las empresas de electricidad, deben ordenar a la brevedad posible, turbinas a gas, pero éstas no son siempre alimentadas con el combustible menos costoso, debido primordialmente, a la falta de suficiente planificación. La selección de una opción debe, en efecto, integrar las variables de suministro y es por ello que una opción de gas natural / ciclo-combinado debe ser objetivo de una planificación armónica, entre los eléctricos y los productores de gas. Se puede apreciar en particular, que una parte de la economía de inversiones realizadas por los eléctricos, deben orientarse a la construcción de la infraestructura de producción y de transporte del gas natural. Si el país tiene globalmente beneficios, se traduce por una transferencia de las cargas de inversión y de los riesgos del eléctrico hacia los productores / transportadores del gas.

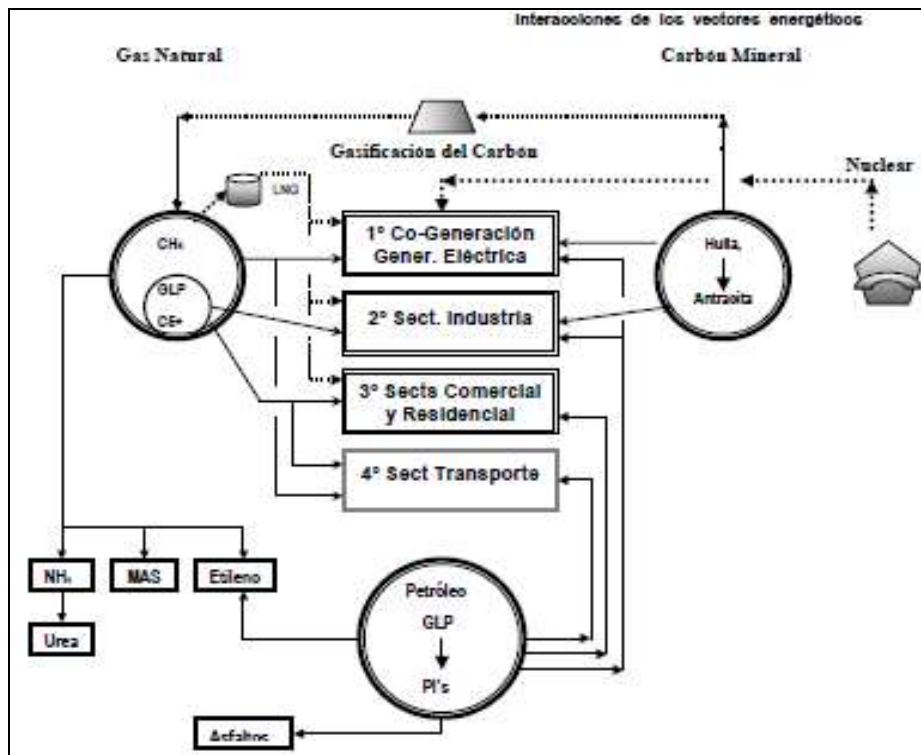
A pesar de todas estas ventajas económicas, de naturaleza más bien estructural, los inversionistas, técnicos y actores influyentes directos e indirectos de la política energética regional o nacional, pueden preguntarse si el éxito o despegue actual de los ciclos-combinados no están ligados ante todo, al precio atractivo del gas natural. Es posible demostrar que la solución ciclo-combinado, es capaz de imponerse aún cuando el gas tenga un precio relativamente "caro".

Las obras japonesas, en materia de generación eléctrica, como la C.T. Futtsu (2 000 MW) o la C.T. Higashi-Niigata (1 090 MW), construidas en un período, en el cual el gas natural (que para ese país es importado), era realmente costoso, han demostrado la competitividad de la opción ciclo-combinado, aún con un régimen de operación a media carga. Para los países donde el gas es sensiblemente menos caro que para el caso del Japón, los ciclos-combinados, han llegado a imponerse en generación de base.

Las reservas de gas natural disponibles en numerosas regiones del mundo, incitan a pensar que la mayor parte de países, están aún relativamente lejos del espectro de la "escasez" del gas natural; más aún, hoy día, se están descubriendo mayores reservas de este noble recurso energético.

De otra parte, ciertamente existe una dinámica de competencia entre las fuentes de energía. Las presiones que generaron las variaciones de precios, estarán vigentes y aquellas que busquen minimizar tales variaciones estarán igualmente vigentes.

Gráfico N° 27
Interacciones de los Vectores Energéticos



Fuente: Generación de Energía Eléctrica y Gas Natural. D. Perea R. 2003

Finalmente, es posible que el petróleo se instale cada vez más sólida y ampliamente, en el remunerador sector del transporte, permitiendo que sus precios crezcan en términos reales. Contrariamente a una idea suficientemente respaldada, el gas natural no será aspirado tan fácilmente por esta espiral ascendente de precios.

Si la política energética de un país racionalmente requiriera incrementar la participación del Gas Natural y consecuentemente desarrollar o mantener su participación de mercado, se deberá asegurar que debe mantener su competitividad, frente a otras energías (electricidad, carbón) y aún del Fuel Oil, que podría convertirse en un producto más y más difícil de ser racionalmente valorizado en el mercado internacional.

Tal objetivo de competitividad del gas natural, se ha fijado en la mayor parte de las más importantes empresas del mercado del gas natural. Dichas compañías gaseras, supieron imponer a los productores, que ya comprendieron que ésta es la clave de apertura de mercados ampliados. La gente del sector de la generación de energía eléctrica, a pesar de su reputación de ser altamente resistentes al cambio, comienzan a ser más accesibles a la generación termo-eléctrica usando gas natural, gracias al ciclo-combinado.

3.2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ

La industria de gas natural en el Perú tuvo poco desarrollo antes de la puesta en marcha del Proyecto Camisea. En el período previo a la explotación de las reservas de Camisea la industria de gas natural se desarrolló básicamente en dos zonas, el yacimiento de Aguaytía localizado en la selva central y el conjunto de yacimientos localizados en la costa norte.

3.2.1. 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 Terapias Cúbicas (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. (1994), pero posteriormente esta empresa cedió a Aguaytía Energy del Perú S.R.L. su participación en el Contrato de Licencia, mediante una modificatoria firmada en 1996. Los accionistas de Aguaytía Energy del Perú S.R.L. son las subsidiarias de las empresas Duke Energy International Company, El Paso Energy International Company, Dynegey (Illinova Generating Company), Scudder Latin American Power Fund, Pennsylvania Power & Light (PP&L) Global LLC, y The Maple Gas Corporation.

Aguaytía entró en operación comercial en 1998, habiendo realizado en los primeros 6 años inversiones cercanas a los US\$ 300 millones. La producción promedio del campo 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. Estos productos son comercializados en el área de influencia regional del proyecto 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 (Ver Gráfico N° 28).

Gráfico N° 28
Localización Geográfica del Proyecto Aguaytía



Fuente: Aguaytía Energy Group.

El consorcio cuenta con una serie de facilidades e infraestructura que configuran el proyecto Aguaytía en uno de tipo energético multiproductor, dado que a partir del gas natural se producen combustibles líquidos de alto valor comercial y electricidad. En síntesis, el consorcio cuenta con una planta de procesamiento de gas natural, una planta de fraccionamiento de LGN para la obtención de gasolinas y GLP, una central termoeléctrica (empresa TERMOSELVA que cuenta con una central de ciclo simple con una potencia instalada de 172 MW), una línea de transmisión de alta tensión (empresa ETESELVA con una línea de 220 KV entre Aguaytía y Paramonga), así como un sistema de transporte en camiones cisterna³.

3.2.2. YACIMIENTOS DE LA COSTA NORTE

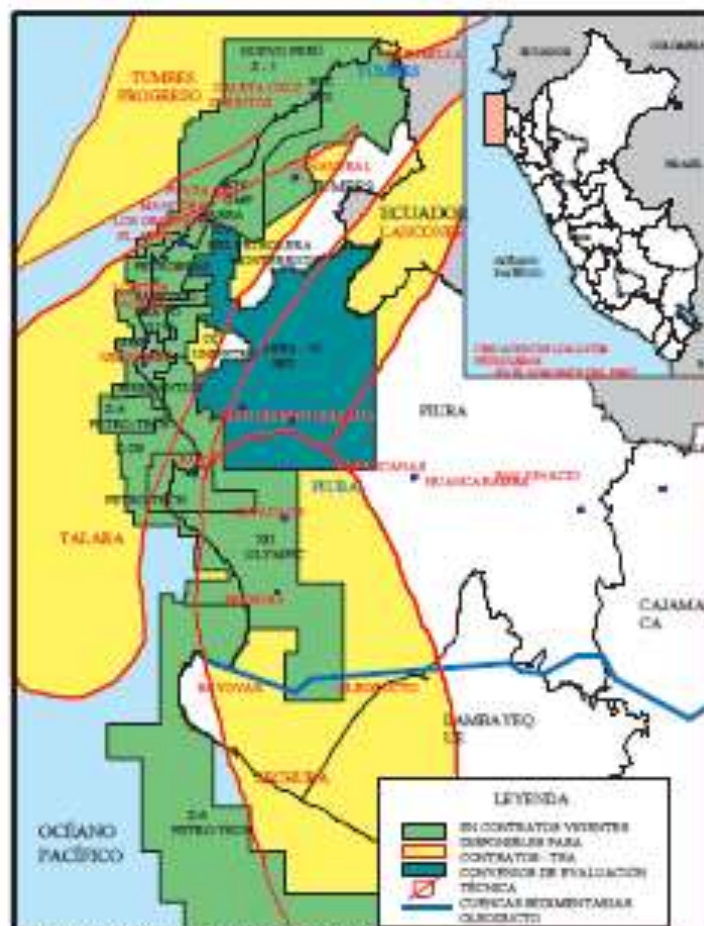
Estos yacimientos se encuentran localizados en la cuenca petrolera de Piura y Tumbes como se muestra en el Gráfico N° 29. El gas natural se presenta en la mayoría de reservorios en explotación asociado a la producción de petróleo, por lo cual los costos de producción del gas natural resultan relativamente reducidos.

Sin embargo, aunque el potencial energético es importante para la región, el desarrollo del mercado ha sido limitado, sustentándose sólo en la producción térmica de electricidad que ha estado restringida por la competencia de las centrales hidráulicas.

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

Las reservas probadas en la zona son a su vez reducidas alcanzando sólo 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 halla repartida entre los distintos contratistas. En el Zócalo Continental, la empresa PETROTECH (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 reinyectado en los pozos debido a la escasa demanda de la zona.

Gráfico N° 29
Localización Geográfica de los Yacimientos de la Costa Norte



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

El principal comprador del gas natural de estos yacimientos es la Empresa Eléctrica de Piura S.A. (EPPSA), 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 LGN del cual obtiene GLP y gasolinas que son comercializadas en el mercado local de Piura y Tumbes.

En general, puede señalarse que el desarrollo de la industria del gas natural en el Perú ha sido incipiente debido a la escasa cantidad de reservas probadas, a la localización geográfica de los yacimientos ubicados lejos de los principales centros de consumo y el reducido tamaño de mercado para este combustible a nivel local. Asimismo 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. El Proyecto Camisea constituye un cambio sustancial en la industria como se expone en las diferentes secciones del documento.

3.2.3. BREVE HISTORIA DEL PROYECTO CAMISEA

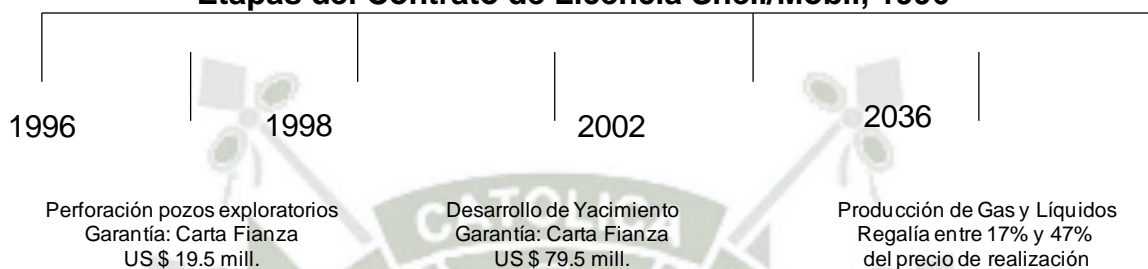
En julio de 1981, la compañía Shell Exploradora y Productora firmó un contrato para realizar operaciones petrolíferas en la selva sur del Perú, específicamente para explorar la existencia de hidrocarburos en los lotes 38 y 42. Posteriormente, entre los años 1984 y 1988, la compañía descubrió reservas de gas natural en la región de Camisea (Cusco), concretamente en los yacimientos de San Martín, Cashiriari y Mipaya.

En marzo de 1988, se firmó un acuerdo de bases entre PETROPERÚ y Shell, donde se establecían los términos de un contrato de operaciones para la explotación de gas natural, en el cual se estimaba que la inversión del proyecto sería de US\$ 2,500 millones. Sin embargo, la negociación del contrato final tuvo que ser concluida 5 meses después por falta de financiamiento del Estado (Campodónico; 1998). La posición de la compañía Shell fue la de llevar adelante el proyecto, en una época en la que existía una importante participación estatal en el sector eléctrico y en gran parte del sector hidrocarburos.

A comienzos de la década de 1990, se suscribió un convenio entre PERUPETRO y Shell Internacional Petroleum para la evaluación del potencial comercial de las reservas de los 3 yacimientos descubiertos. Luego que en 1995 se entregara el estudio de factibilidad, en mayo de 1996 se firmó un contrato de licencia por 40 años mediante el cual se le otorgaba al consorcio formado por Shell (42.5%) y Mobil (57.5%), el derecho a la explotación de los lotes 88A y 88B (véase el Gráfico N° 30). Sin embargo, una vez finalizada la

primera etapa del proyecto en julio de 1998 y tras largas negociaciones entre el consorcio Shell _ Mobil y los representantes del gobierno peruano, el consorcio decidió no continuar con la segunda etapa del proyecto. De acuerdo a Campodónico (1999), ello se habría debido a que el consorcio consideró que, dadas las condiciones de ejecución, el Proyecto Camisea otorgaría sólo una rentabilidad del 8.4% para la inversión, la cual no le permitiría la recuperación de la inversión en los plazos deseados.

Gráfico N° 30
Etapas del Contrato de Licencia Shell/Mobil, 1996



Fuente: Banco Mundial 1999

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos OSINERG

Adicionalmente, la falta de consenso sobre la tarifa para la generación de electricidad, la no autorización de la integración vertical con la actividad de distribución en Lima (estipulada en el reglamento de distribución de gas natural por red de ductos) y la negativa del gobierno de permitir la exportación del gas a Brasil, habrían sido otros factores que explicarían la decisión del contratista de no continuar con el proyecto. En esta perspectiva Campodónico (1999) señaló que para seguir con la segunda fase, el consorcio Shell-Mobil demandaba una serie de nuevos incentivos:

- La aceptación del gobierno de un precio para el gas natural que no se ajustaba a lo establecido en el contrato.
- La participación en la distribución del gas natural en Lima.
- La posibilidad de exportar gas a Brasil mediante la interconexión con el gasoducto Santa Cruz - Sao Paulo.
- La aplicación de una serie de reformas de la legislación eléctrica peruana para garantizar un precio para el gas natural que le permitiera competir con otros combustibles en el abastecimiento de energía a centrales termoeléctricas.

Debido al retiro del consorcio Shell-Mobil, la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) decidió llevar adelante la promoción del Proyecto Camisea a cargo del Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM). Para ello, se estableció que el proyecto debía basarse en un esquema segmentado, con dos líneas independientes de negocios; (i) la explotación y (ii) el transporte y distribución. La operatividad de esta licitación se basó en fijar parámetros objetivos a cumplir, dejando en manos de los inversionistas flexibilidad para

elegir los detalles técnicos del diseño, construcción y operación del proyecto. Para dicha convocatoria, once consorcios fueron precalificados en el concurso de la explotación, y doce para el transporte y distribución. En el año 2000 se llevaron a cabo nuevamente las licitaciones del proyecto Camisea, otorgándose las siguientes adjudicaciones:

- La etapa de Explotación, Separación y Fraccionamiento de Hidrocarburos, por una duración de 40 años, fue adjudicada en febrero del año 2000 al consorcio formado por las empresas PLUSPETROL (Argentina 36%), Hunt Oil Co. (USA 36%), SK Corp. (Corea 18%) e Hidrocarburos Andinos (Argentina 10%), quien ofreció una regalía de 37.24% sobre sus ingresos brutos.
- La segunda etapa consistió en el Transporte y Distribución del Gas, por una duración de 33 años, fue adjudicada en octubre del 2000 al consorcio liderado por la empresa Techint (Argentina 30%), PLUSPETROL (Argentina 19.2%), Hunt Oil Co. (USA 19.2%), SK Corp. (Corea 9.6%), Sonatrach (Argelia 10%) y Graña y Montero (Perú 12%). Este consorcio constituyó la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP).
- Finalmente, la fase de Distribución de gas natural en Lima y Callao fue cedida a Tractebel (Grupo SUEZ de Bélgica) en mayo de 2002, tal como se estipuló en los compromisos del contrato. Posteriormente, Tractebel constituyó la empresa denominada Gas Natural de Lima y Callao S.A. (GNLC). En el Gráfico N° 31 se presenta una síntesis de los contratos de licencia que se han suscrito en las distintas etapas del proyecto.

3.2.4. ESTRUCTURA ECONÓMICA Y CARACTERÍSTICAS TECNOLÓGICAS DEL PROYECTO CAMISEA

A. Organización Industrial

La industria del gas natural involucra una serie de actividades relacionadas verticalmente que se pueden resumir en cuatro fases: la exploración, la explotación, el transporte y la distribución del gas a los consumidores finales. La característica más importante en esta industria es la prestación del suministro del gas mediante redes de abastecimiento (ductos), diseñadas para atender a una diversidad de usuarios, siendo estas redes exclusivas para el abastecimiento del combustible a través de conexiones domiciliarias a nivel residencial o mediante enlaces a la red principal de distribución para el abastecimiento de la industria.

En estas cuatro fases se requieren importantes inversiones para afrontar los costos de instalación de los sistemas de suministro y se asumen una serie de riesgos, tales como el fracaso en la exploración, peligros en el manejo de la

seguridad, entre otros. Paralelamente, estas inversiones tienen la particularidad de ser irrecuperables y específicas al giro de negocio debido a que no es posible convertir o trasladar a otros usos la infraestructura instalada si es que las empresas operadoras abandonan el servicio. Tales inversiones se constituyen en costos hundidos irreversibles, los cuales provocan una asimetría esencial entre las empresas ya establecidas y aquellas que no lo están, dado que dichos costos actúan como si fueran barreras a la entrada, lo cual permite que las empresas dentro del mercado posean cierto grado de poder monopólico y la capacidad de fijar precios elevados en ausencia de regulación tarifaria.

Otro rasgo característico de esta industria es la presencia de economías de escala asociadas a la construcción, a la producción y al empleo de las redes de suministro.

Debido a los altos costos fijos del sistema (en su mayoría activos específicos) y los reducidos costos marginales para interconectar a consumidores adicionales, la existencia de economías de escala bajo estas condiciones resulta significativa respecto al tamaño de la demanda. Por esta razón, existen segmentos relevantes de monopolio natural dentro de la estructura industrial (principalmente en el transporte y en la distribución).

En países con una importante experiencia en la industria de gas natural como Estados Unidos, que cuenta con una red de provisión del servicio desarrollada, la regulación de tarifas se restringe a las actividades de transporte y distribución, donde se presentan condiciones de subaditividad de costos, dejándose a la competencia la determinación de los precios en boca de pozo y el segmento de comercialización.

No obstante, en el caso de países donde el desarrollo de la industria recién comienza y depende de fuertes inversiones, como es el caso de Camisea, la intervención estatal en el proceso es mayor, tanto en la promoción del proyecto como en la regulación de tarifas. Así, en el esquema peruano, se optó por fijar precios máximos en boca de pozo y garantizar un flujo de ingresos estable a lo largo del tiempo a los inversionistas en el transporte y en la distribución.

B. Características Técnicas

Las reservas de gas natural del área de Camisea contienen gas húmedo no asociado con un alto contenido de condensados. Las reservas probadas de los 2 yacimientos

principales descubiertos en la década de 1980 ascienden a 8.7 TPC, tal como se detalla en el Cuadro N° 10:

Cuadro N° 10
Reservas Probadas en la Zona de Camisea

Zona	Gas (TPC)*	Líquidos (MMBLS)**
Área de Cashiari	5.4	330
Área de San Martín	3.3	215
Total	8.7	545

* TPC: Terapie cúbico. ** MMBLS: Millones de Barriles.

Fuente: Proyecto Camisea. <http://www.camisea.com.pe/esp/project.asp>.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos _ OSINERG.

De otro lado, Shell estimó que las reservas totales probables de los 3 yacimientos, Cashiriari, San Martín y Mipaya, equivalían a 13 TPC5. De acuerdo a los factores de conversión, estas cifras son equivalentes a unos 2,800 millones de barriles equivalentes de petróleo, cifra importante si se considera que la demanda nacional de petróleo crudo está aproximadamente en el orden de los 55 millones de barriles anuales. Es decir, las reservas de Camisea serían equivalentes a 50 años de consumo petrolero aproximadamente.

Considerando las medidas de energía (poder calorífico y energía equivalente) las reservas tienen una composición que combina gas húmedo o metano asociado con hidrocarburos líquidos como el pentano y hexano, gas seco o metano, y gas asociado con agua. Las cantidades de cada uno de estos elementos varía dependiendo de la energía o poder calorífico como se detallada en el Cuadro No 11.

Cuadro N° 11
Especificaciones Técnicas del Gas de Camisea

	Energía (Tera BTU*)	Poder calorífico (BTU/PC**)	Energía Total Equivalente (TWh)***
Gas Húmedo	16,256	1,251	4,764
Gas Seco	12,711	1,069	3,725
Gas Seco - H2O	11,440	-.-	1,844

* BTU: British Thermal Unit. ** PC: Pie Cúbico. *** TWh: Terawatt / Hora.

Fuente: Espinoza (2000).

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos _ OSINERG.

Debe indicarse que no todo el gas natural puede ser utilizado para generar energía, ya que es necesario extraer primero los condensados de gas natural (Ver Gráfico N° 31). Cuando el gas seco remanente es puesto en combustión, se generan agua y anhídrido carbónico, siendo sólo este último el insumo útil para la generación térmica. La fracción de gas seco de Camisea

utilizable para producir energía térmica permitiría obtener 11,140 TBTU en una central de ciclo combinado, producción equivalente a 110 años del complejo hidroeléctrico del Mantaro.

Gráfico N° 31
Utilización del Gas Natural de Camisea para Generación de Energía



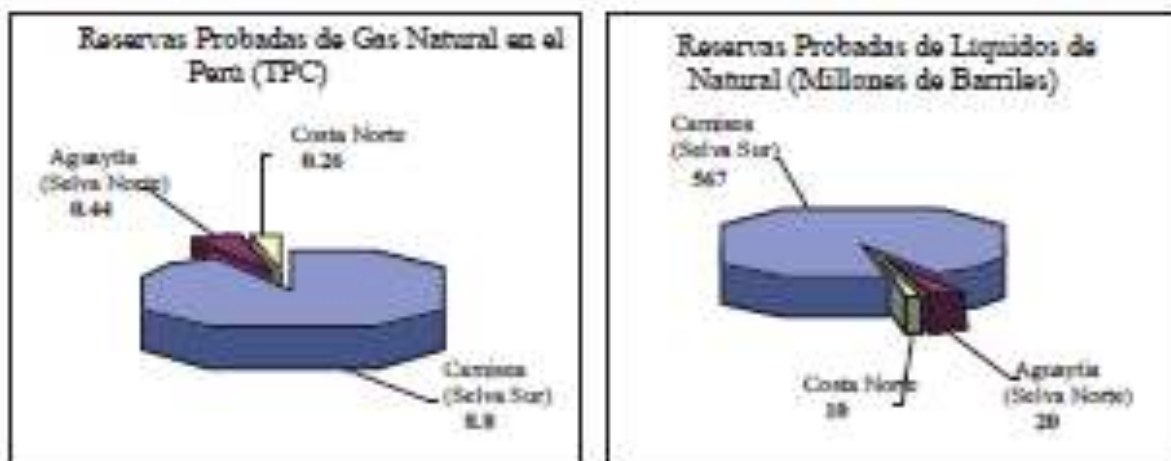
Fuente: MEM – Dirección Nacional de Hidrocarburos

De otro lado, comparando el tamaño de las reservas de gas natural de Camisea con aquellas existentes en otros yacimientos en el Perú, se puede notar que la magnitud de Camisea equivale a 16 veces el tamaño del yacimiento de

Aguaytía y casi 32 veces el tamaño de los yacimientos de la Costa Norte. Asimismo, las reservas de líquidos de gas natural de Camisea son cuantiosas en relación al resto de yacimientos (28.5 veces el tamaño de las reservas de Aguaytía). Esto determina que Camisea se constituya en la base más importante para el desarrollo de la industria del gas natural en el Perú (Ver Gráfico N° 32).

Respecto a la producción de hidrocarburos, se calcula que se producirán inicialmente 450 MMPCD. Asimismo, se estima que la demanda interna en los primeros años alcanzará sólo 200 MMPCD, por lo que 250 MMPCD se reinyectarán a los pozos. De otro lado, se estima inicialmente una producción de líquidos de gas asociados cercana a los 27 mil BPD que podría llegar a 45 mil BPD cuando la producción de gas alcance su máximo. En total, la producción de hidrocarburos podría aumentar en 40%.

Gráfico N° 32
Reservas de los Yacimientos de Gas Natural en el Perú



Fuente: Macroconsult (2002), Cáceres (2000), MEM (2002).

Si asumimos una capacidad de producción máxima tanto de gas natural como de líquidos de gas asociados en un escenario intermedio, la producción de hidrocarburos crecería en 94.3%. Finalmente, si consideramos el desarrollo de un proyecto para exportar gas natural licuefactado (LNG por sus siglas en inglés), y si se alcanzan los niveles de producción esperados (1,050 MMPCD de gas natural seco y 50 mil BPD de líquidos de gas natural), la producción de hidrocarburos se incrementaría en 189%.

3.2.5. PRINCIPALES TECNOLOGÍAS RELACIONADAS A LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

EL GAS NATURAL EN LA UNION EUROPA

Marco general del futuro del gas natural en el mundo

Mirando el mercado de energía mundial de los próximos 10 años, un asunto vital es el de cómo asegurar nuevas fuentes de energía para cubrir las necesidades de una población en crecimiento. Los hidrocarburos seguirán siendo la mayor fuente de energía, y el gas natural en particular, combinado con el desarrollo de las energías renovables, tendrá un rol vital en el mix de fuentes energéticas y en proveer de seguridad energética a largo plazo.

Descubierto a principios del decenio de 1950, tuvieron que pasar décadas antes de que el gas natural adquiriera un carácter privilegiado en el sector energético.

De ser considerado un producto energético de segunda clase (subproducto inevitable de la explotación petrolífera), se ha convertido en un vector energético de amplio espectro. Fácil de usar, gracias en particular a la distribución en red, penetra en todos los sectores del consumo energético, desde la electricidad (24 % del gas consumido en la Unión Europea se utiliza en la producción de electricidad incluida la cogeneración) a la producción de calor o, más recientemente, al transporte.

Muchos factores están a favor del rol del gas natural:

- El avance de la liberación de los mercados mundiales de gas;
- El desarrollo de tecnologías que incrementan los beneficios económicos;
- Evolución de los puntos de vista sobre las inversiones de Gas Natural Licuefactado (GNL) debido en parte a la integración y crecimiento de las mayores compañías de energía.
- La superioridad económica y ambiental del gas natural en respuesta a las preocupaciones ambientales.

La flexibilidad, en términos físicos y comerciales, está en el centro de lo que será el nuevo orden en la industria del gas.

Durante los siguientes 30 años el gas se convertirá en la más importante fuente de energía. Ante el acercamiento del fin de la época del petróleo y ante sus consecuencias en el calentamiento global, el gas se ha convertido en un importante asunto político en todo el mundo. Una de las consecuencias es que poderosas fuerzas políticas buscan hacer el gas tan barato como sea posible para los consumidores, a través de la regulación activa de vastas áreas del negocio del gas (como el abaratamiento de su precio en boca de pozo para permitir su transporte a grandes distancias) y a través de la no formación de monopolios de empresas gasistas. Por otro lado,

esto no detiene a los políticos, especialmente en Europa de imponer altos impuestos a la energía, incluido el gas por razones de manejo de recursos y protección ambiental.

Pero el negocio del gas está siendo también politizado por aquellos comprometidos con la protección ambiental y climática. Con la ayuda de la intervención en la regulación del mercado, se pretende a veces otorgarle al gas un rol prominente en la transformación de la industria energética a una basada en el suministro de energía con bajas emisiones. Ambas estrategias políticas tendrán que ser reconciliadas con los requerimientos de seguridad de suministro a largo plazo, lo que solo puede ser en el análisis final alcanzado sobre la base de contratos de suministro de largo plazo. Uno de los proyectos más prominentes en la industria del gas hasta ahora, el desarrollo del campo de Troll en el Mar del Norte Noruego, no se materializaría sobre las bases del mercado spot. Entonces es evidente que la industria del gas está expuesta en todo el mundo, con algunas variaciones regionales, a demandas y desarrollos contradictorios:

- La demanda política de que el gas sea lo más barato posible para los consumidores;
- El costo en aumento de implementar nuevos proyectos de gas de envergadura y desarrollar infraestructura;
- La asignación por parte de los políticos, especialmente en Europa, al rol de actuar como un puente al camino de industrias energéticas menos intensas en CO₂.

Es de relevante importancia diseminar la oportunidad que ofrece el gas de disminuir el crecimiento del CO₂. Dado que el gas natural produce la menor cantidad de CO₂ por KWh de todos los combustibles fósiles, reemplazar el carbón y el petróleo por gas natural donde sea económicamente posible, es una necesidad prioritaria.

Hay muy poco desacuerdo de que el gas tomará el papel del combustible preferido durante este siglo. Esto crea un reto de grandes magnitudes; significa que el negocio del gas tendrá que duplicarse en tamaño durante los siguientes 30-50 años y que virtualmente todos los mercados necesitaran volúmenes sustanciales de suministro de nuevas fuentes de gas a precios competitivos.

En algunos países se está registrando un rápido desarrollo de la cuota del gas natural en la producción de electricidad. Dicha cuota debería aumentar rápidamente para llegar a la sustitución parcial del carbón en la producción de electricidad. De aquí a finales del decenio, las centrales térmicas alimentadas con gas natural en la UE deberían absorber cerca de los dos tercios del aumento de la

demanda (inversión en centrales mixtas y turbinas de gas de ciclo combinado). Entre los años 2020 y 2030 se espera que en este continente, casi la mitad de la electricidad se produzca a partir de gas natural (40 %), lo que representaría un 45 % del gas natural consumido.

El gas, un combustible de transición

Si el gas natural se presenta hoy como el producto de diversificación energética indispensable para un sano equilibrio, no es suficiente para asegurar el suministro energético de una región. El objetivo de la UE de duplicar la cuota de las energías renovables en su balance energético se inscribe en una estrategia de seguridad del abastecimiento y de desarrollo sostenible.

La estrategia Europea

Ninguna fuente energética puede cubrir por sí sola las necesidades energéticas de la UE. La naturaleza de las relaciones entre los vectores energéticos está en proceso de transformación profunda. Entre petróleo y carbón se puede hablar de especialización divergente; entre carbón y energía nuclear, de complementariedad. El gas compite con todos los productos energéticos en todos los mercados.

La presión de la demanda global de gas natural, la capacidad de exportación de los países productores (Argelia, Rusia, Noruega, Países Bajos), pero también de los nuevos productores (como los países de Oriente Medio), el agotamiento gradual de las reservas de hidrocarburos, la subida correlativa de los precios, las dificultades encontradas para la realización de los programas nucleares y el desafío ambiental que plantea la utilización del carbón son otros tantos factores que influyen en las condiciones de abastecimiento de la UE. El consumo energético actual está cubierto en un 41 % por petróleo, un 22 % por gas natural, un 16 % por combustibles sólidos (carbón, lignito, turba), un 15 % por energía nuclear y un 6 % por energías renovables.

Si no se hace nada hacia el futuro, en el año 2030 se encontrará la siguiente situación:

- El balance energético aumentará su dependencia externa del actual 50% a un 70%.
- El balance energético seguirá descansando en los combustibles fósiles: 38 % de petróleo, 29 % gas natural, 19 % combustibles sólidos y sólo un 6 % de energía nuclear y un 8 % de energías renovables.
- Las emisiones de CO₂ aumentarán en más de 5% entre el 2010 y 2020.

- La demanda de energía para el transporte podría aumentar en 20% (pasajeros) y 30% (carga) en los próximos 20 años
- La demanda eléctrica aumentará entre 2% y 3% al año

La estrategia de seguridad del abastecimiento energético de la UE a largo plazo debe tratar de asegurar, por el bienestar de los ciudadanos y el buen funcionamiento de la economía, la disponibilidad física y continuada de productos energéticos en el mercado a un precio asequible para todos los consumidores (particulares e industriales), dentro del respeto de las exigencias ambientales y en la perspectiva de desarrollo sostenible que se ha fijado el Tratado de la Unión Europea.

La seguridad del abastecimiento no pretende maximizar la autonomía energética o minimizar la dependencia, sino reducir los riesgos derivados de esta última.

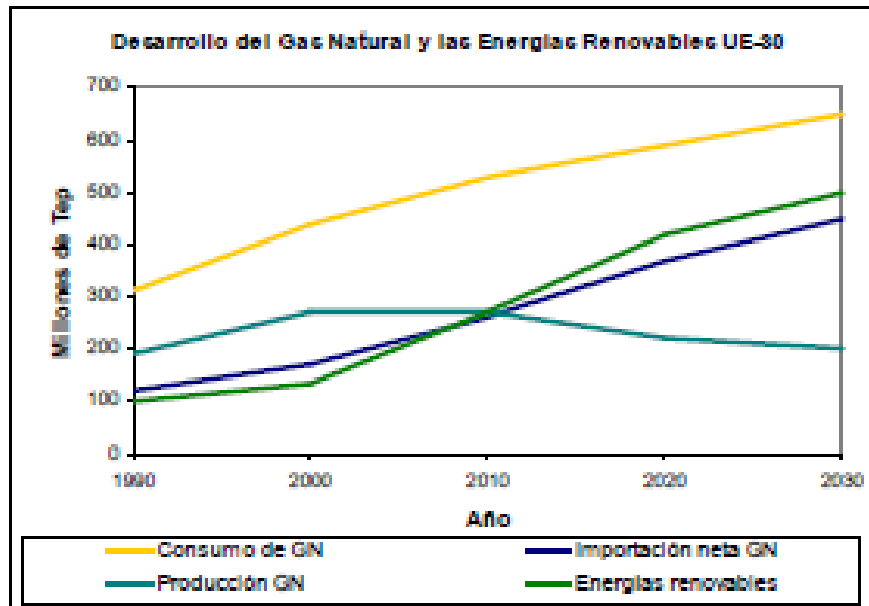
Entre los objetivos por alcanzar figuran el equilibrio y la diversificación de las fuentes de abastecimiento (por productos y por regiones geográficas) y la adhesión de los países productores a la Organización Mundial del Comercio (OMC).

Hoy, la UE ha de afrontar nuevos desafíos característicos de un período de transición profundo de la economía europea. En el próximo decenio, será necesario realizar inversiones energéticas tanto de sustitución como para responder a las necesidades crecientes. Ello exigirá a las economías europeas optar entre productos energéticos, y estas opciones influirán, debido a la inercia de los sistemas energéticos, durante los próximos 30 años.

En el Gráfico N° 33 se puede apreciar el incremento del consumo del gas natural hasta 650 millones de tep (toneladas equivalentes de petróleo) en la Unión Europea ampliada a 30 Estados Miembros. Este incremento del consumo se asegura con la importación de gas natural ya que la producción interna irá gradualmente disminuyendo en tanto el gas natural es también un recurso finito y limitado.

La seguridad energética de Europa se complementa con el crecimiento de la producción de energías renovables a un ritmo algo mayor que el crecimiento del consumo de gas natural. La meta de la UE en cuanto a participación de las energías renovables en el total de su balance energético es de 20% para el año 2020. El desarrollo de las energías renovables incluye el biogás proveniente de desechos agrícolas, animales y residuos urbanos. Este biogás tiene los mismos usos que el gas natural proveniente de los yacimientos gasíferos de fuentes fósiles

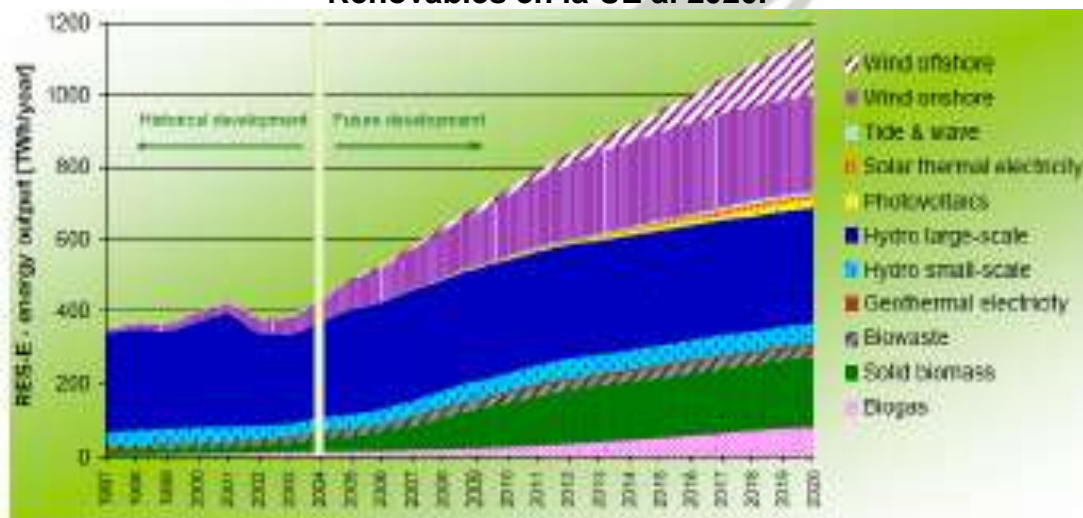
Gráfico N° 33
Evolución del Consumo de Gas Natural y la Producción de Energías Renovables en la UE 2030.



Fuente Libro Verde y Hojas de Ruta 1 y 2 de la UE

En cuanto a la producción de electricidad en la UE, las perspectivas de crecimiento de las energías renovables se muestran en la figura siguiente. Las tecnologías con mayor participación para el período 2007-2030 son la hidráulica a gran escala (que se mantiene constante) y la energía eólica tanto terrestre como marítima. Destaca también el desarrollo del biogas y la biomasa sólida como fuentes térmicas alternativas en la producción de electricidad.

Gráfico N° 34
Proyección de la Producción de Electricidad con Energías Renovables en la UE al 2020.



Fuente EU DG TREN

Seguridad en el suministro de gas natural en la UE. Alargar su existencia al máximo

El Mercado energético interno aumenta la interdependencia de los Estados miembros de la UE en el suministro de gas, mientras que la dependencia de las importaciones de gas va también en aumento, (la cual se espera que crezca del 57% actual al 84% en el año 2030). En varios Estados miembros de la UE, la generación de electricidad comienza a depender fuertemente en el gas. Por lo tanto la seguridad en el suministro del gas continúa siendo un problema para la economía europea. La UE tiene relaciones energéticas efectivas con los suministradores de gas tradicional del interior del Área Económica Europea, en especial con Noruega y de fuera de esta área con Rusia y Algeria. Aún así, continúa siendo de importancia para la UE, el promocionar la diversidad con respecto a las fuentes, suministradores, rutas y métodos de transporte. Adicionalmente se requiere desarrollar mecanismos efectivos que aseguren la solidaridad entre países miembros en el caso de una crisis energética. Esto es particularmente importante dada que un número importante de Estados de la UE son altamente o completamente suministrados por un solo suministrador.

En el 2004, la UE adoptó una “Directiva sobre la seguridad del suministro del gas natural”. Esta Directiva establece medidas para salvaguardar un adecuado nivel de seguridad en el suministro de gas. Se establece un marco común dentro del que los Estados miembros deben definir políticas generales de seguridad del suministro con transparencia y principios de no discriminación. Estas políticas deben ser compatibles con los requerimientos de un competitivo mercado de gas interno; se clarifica los roles y responsabilidades de los diferentes actores del mercado e implementa procedimientos específicos de no discriminación para salvaguardar la seguridad en el suministro de gas. Con el fin de monitorear la seguridad del suministro y proveer un mecanismo de coordinación en caso de crisis de suministro, la Directiva crea el “Grupo de Coordinación del Gas” presidido por la Comisión Europea y compuesto por representantes de los Estados miembros, representantes de la industrias interesadas y representantes de los grandes consumidores. Por ejemplo el Grupo de Coordinación del Gas se reunió en Enero de 2007 para examinar asuntos relacionados con el tránsito del gas a través de Bielorrusia.

A partir de Julio de 2007, la legislación Europea establece que todos los consumidores de gas son libres de comprar el gas y la electricidad al suministrador de su elección abriendo el mercado a la competencia por la comercialización. Al mismo tiempo, la UE está trabajando para asegurar que la infraestructura tal como las redes de transporte de gas y de electricidad sea mejorada para transportar energía tan eficientemente como sea posible a su punto de destino.

La infraestructura es de común uso para todos los comercializadores.

Para asegurar que los suministradores y las compañías de transporte operen correctamente y cumplan con los servicios ofertados a sus clientes se han establecido organismos reguladores y fiscalizadores en cada Estado miembro. La Comisión Europea esta monitoreando muy de cerca el mercado para identificar obstáculos y problemas.

Comercio mundial de gas

El comercio internacional del gas va progresivamente en aumento. El monto de gas comercializado en el mundo es superior al 25% del gas producido mundialmente y principalmente se realiza en la forma de comercio intra-regional, principalmente debido a los despachos desde Canada a los Estados Unidos y los flujos dentro de la Europa Occidental y en la región Asia/Pacífico. Los despachos inter-regionales incluyen principalmente el suministro de gas ruso a la Europa Occidental, Central y del Este, así como las exportaciones de Algeria hacia Europa y Norteamérica y los despachos desde el Golfo Pérsico hacia el Lejano Oriente. Alrededor de tres cuartos del volumen comercializado a través de las fronteras son hechos a través de gasoductos y menos de un cuarto se hace en la forma de GNL.

LAS NUEVAS ALTERNATIVAS TECNOLOGICAS PARA EL DESARROLLO DEL MERCADO DEL GAS A NIVEL MUNDIAL

Los avances tecnológicos, que permitirán una más rápida incorporación del gas en la matriz energética a nivel mundial, se están concentrando en los aspectos de un transporte más eficiente, reduciendo volúmenes y en consecuencia los costos unitarios repercutibles por este concepto.

Se están descubriendo reservas de gas en muchas partes del mundo y aunque hay una gran concentración de reservas en unos países líderes como sería el caso de Rusia, Irán, y Qatar, la lista de países productores se amplía cada vez mas.

En el entorno Sudamericano hoy están en explotación pozos en Venezuela, Bolivia, Argentina, Brasil, Perú, Colombia y Ecuador países en los que la apuesta por incorporar el gas nacional y reducir la dependencia externa del petróleo es un objetivo prioritario para muchos de ellos, aunque sus reservas sean limitadas en este momento, con respecto a su demanda interna; e incluso en el caso Chileno, país sin reservas de gas, la opción ha sido clara ya que el nivel de competitividad Internacional entre los productores permite

garantizar suministros que mejoran la eficiencia de su tejido industrial.

El gran avance tecnológico se dio hace algunos años con la introducción de la tecnología del Gas Natural Licuado (GNL) que permitió en lo que se podría llamar en “La otra cadena del gas”; implementando una de las mejores alternativas para desarrollar y explotar reservas que se encuentran en sitios apartados y que resultarían no solo desde la óptica económica sino también de la técnica inviable el acceso de dicho gas a los mercados de consumo a través de gaseoductos.

Es por eso que para las grandes distancias el GNL fue un gran avance tecnológico que viabilizó proyectos; al licuar el gas para su transporte.

El proceso de licuefacción reduce el volumen de gas natural en 600 veces, permitiendo su transporte en fase líquida con total seguridad hasta el mercado de destino, utilizando buques de manera similar a como se transporta el petróleo crudo.

El GNL una vez descargado y almacenado en grandes tanques en los puertos de destino pasa mediante un proceso inverso denominado de regasificación a su estado gaseoso dejándolo listo para inyectar en gaseoductos o entregar a usuarios finales.

Cuando el gas natural es extraído de los yacimientos a menudo contienen otros materiales y componentes que deben ser eliminados antes de ser licuados. La licuefacción se consigue enfriando el gas natural a 160 Grados bajo cero que es a temperatura a la cual el metano se convierte en forma líquida.

En el Perú este proceso se lleva a cabo en la Planta de Pampa Melchorita, en la costa al sur de Lima, a partir del gas que recibe directamente por ducto desde los pozos de Camisea.

De la misma forma que el Perú aprovecha esta tecnología para colocar el gas en el mercado internacional otros países vecinos como son Chile, México, o Brasil están preparando sus terminales de recepción de metaneros construyendo grandes almacenes en zona portuaria al objeto de garantizar o como mínimo incrementar el nivel de confiabilidad del suministro de gas en sus países al poder disponer de fuentes alternativas de suministro.

Gráfico N° 35
Licuefacción y Regasificación de Gas Natural



El almacenamiento del GNL se realiza en un depósito criogénico aislado con perlita (sin vacío) y diseñado para contener líquido a -168°C que es la temperatura del gas natural en estado líquido a 1 bar de presión relativa.

Generalmente el depósito y el material de construcción está diseñado para poder contener nitrógeno líquido, cuya temperatura de equilibrio a esa presión es de -198°C . El motivo es que la mayoría de veces se utiliza este producto para realizar el primer enfriamiento de los materiales antes de contener el gas natural líquido.

Para que realmente se obtenga el volumen estipulado se debe diseñar el tanque por encima de aquel, ya que la última parte de líquido no se aprovecha, ni tampoco la parte más alta del depósito. Además la propiedad que tiene el GNL de disminuir su densidad al aumentar su presión hace que realmente se tenga que prever este aumento de volumen. Un tema más para sobredimensionar estos depósitos de almacenamiento es el que se tratará en el próximo apartado y consiste en poder utilizar este GNL para abastecer la

zona de influencia, sin que por ello se vea perjudicada la capacidad de emisión necesaria en caso de falla.

En general estos depósitos están contruidos con acero al 9% Ni, en la parte que tiene que soportar el peso y la temperatura del GNL, por sus propiedades de resistencia a muy bajas temperaturas. Este depósito se aguanta físicamente en un depósito exterior contruido mediante hormigón armado, entre los dos depósitos se situará un aislante de bajo coeficiente de conducción (tipo perlita o semejante).

El depósito debe ser estanco completamente por la parte baja y laterales, para evitar cualquier fatiga interna del material por temperatura, por este motivo todas las tubuladuras de llenado, vaciado y control del líquido interno deberán salir por la parte superior.

La seguridad y la resistencia son las consideraciones básicas de diseño, que permitan soportar terremotos y fuertes vientos. La planta de Pampa Melchorita esta en una falla sísmica tal como quedo lamentablemente evidenciado hace pocas semanas.

El transporte del GNL se efectúa en buques de gran capacidad entre 100 y 150 mil metros cúbicos con esloras de 200 a 300 metros y con calados de 8 a 12 metros, que han sido especialmente contruidos con doble casco y con registros de seguridad realmente ejemplares. En el 2010 hay más de 200 buques navegando con GNL por todo el mundo.

Una vez descargado el GNL el sistema se culmina con el proceso de regasificación.

Un equipo de regasificación es un intercambiador de calor donde se aporta el calor necesario al GNL para provocar el cambio de fase de líquido a gas y posteriormente su calentamiento hasta temperatura ambiente.

Dependiendo de la cantidad a regasificar existen muchos sistemas mundialmente utilizados. El más común para grandes caudales es el uso de intercambiadores de tubo aleteado ayudado por agua exteriormente. Para caudales por debajo de 20,000 m³(n)/h 8 se suele utilizar intercambiadores de haz tubular mediante un circuito cerrado de agua caliente.

El diseño de estos equipos depende del caudal de gas a vaporizar, pero también de la temperatura y el caudal del fluido que aporta el calor.

En la próxima década sin duda asistiremos a avances tecnológicos que quizá hoy no podemos ni siquiera prever, pero de momento lo

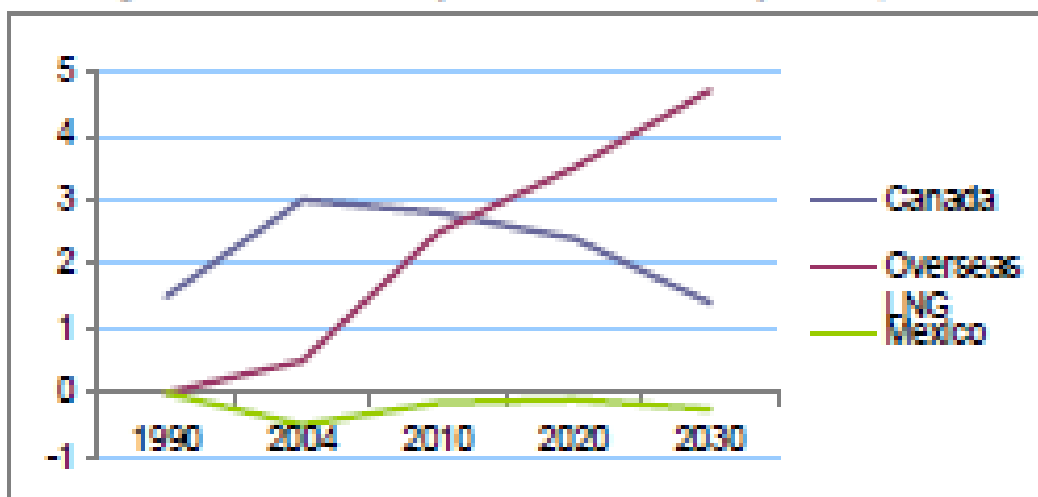
que si es evidente es que el mundo del gas girara alrededor del GNL tal como podemos extraer del informe: “Annual Energy Review 2005”, DOE/EIA-0384 (2005) (Washington, DC, August 2006).

De lejos y en crecimiento la mayor fuente de recursos de gas de USA (con un crecimiento de 50% al 2030 relativo al 2004) se espera que sea el LNG.

Actualmente, USA tiene cinco instalaciones de importación de GNL en operación con una capacidad total máxima de 5.8 mil millones de pies cúbicos por día. Cuatro instalaciones adicionales están en construcción en el Golfo de México. Cuando estén completas las cuatro nuevas terminales van a doblar la capacidad de importación de GNL estadounidense. La capacidad máxima de importación de GNL en US en 2030 esta proyectada para alcanzar los 6.5 billones de pies cúbicos, con las importaciones reales de 4.5 pies trillones cúbicos.

Se espera un fuerte crecimiento en las importaciones de GNL americanas durante el periodo de proyección. El crecimiento significativo en las importaciones de GNL de los EU es indicativo de su creciente dependencia en importaciones en la globalización creciente de mercados de gas natural. Los mercados de GNL que se combinan en Canadá y México, donde ambos tienen instalaciones en operación (en Altamira, México) o en construcción, también destacan esta tendencia.

Gráfico N° 36
U.S.: Net Imports of Natural Gas by Source, 1990-2030



Por lo que respecta al Perú y a todos los países que están intentando incorporar el gas nacional o importado a su matriz productiva el avance tecnológico mas significativo ha sido el desarrollo en, los últimos 2 años de las tecnologías de micro LNG.

Partiendo de los mismos principios físicos explicados en las líneas anteriores, se han desarrollado técnicas para poder transportar GNL en distancias cortas y para volúmenes pequeños.

La aportación de las técnicas del micro LNG permite que en Noruega el suministro de gas en las poblaciones de los fiordos se realice con buques de 2.500 metros cúbicos o que, en España se haya desarrollado en mercado del gas en poblaciones de tamaño medio mediante el suministro por carretera.

El suministro de GNL con pequeños buques y con cisternas por carretera o vía férrea esta facilitando la rápida incorporación de cualquier cliente potencial con independencia de su ubicación geográfica en el país o su proximidad a un gaseoducto.

La ventaja de las micro plantas es que son totalmente modulares y permiten su transporte de una ubicación a otra a medida en que se va acercando el ducto al mercado final, son inversiones vivas permanentemente ya que siempre existirán clientes lejos del ducto.

La gran aportación de las micro plantas para el caso Peruano es la posibilidad de un desarrollo simultáneo del gas en todo el país ya que en un esquema de 5 puntos de entrega en Piura, Lima, Pisco, Cuzco y Ucajali, tal como se muestra en el Grafico N° 37 siguiente:

Gráfico N° 37
Desarrollo del Gas en el Perú



Los equipos utilizados para el transporte de GNL por carretera han evolucionado tecnológicamente a un gran nivel de seguridad y de eficiencia, mas de 600 unidades circulan por las carreteras españolas en la actualidad. A continuación se acompaña un pequeño detalle de los diferentes equipos para transporte por carretera, ferrocarril o vía marítima. Es de señalar que ya se esta desarrollando un proyecto para el transporte fluvial de GNL por el Danubio y que existe para el transporte de GNL en barcazas desde Pucallpa hasta Iquitos para alimentar a todas las centrales e Industrias de la zona Selva que estén ubicadas cerca del río.

A. Cisternas criogénicas

La cisterna criogénica es el medio adecuado para poder realizar un transporte hasta unas 8 h de viaje, con el fin de suministrar el combustible en destino, con este fin se instalaran unas plantas satélites de recepción de GNL cuya función primordial es la de almacenar una cantidad que se utilizará de pulmón para garantizar la autonomía de la producción, durante el tiempo que pueda demorar ese transporte.

Las cisternas criogénicas pueden construirse para instalar sobre un camión con capacidades de 2 Tm hasta unas 10 Tm, o pueden construirse como semirremolques pudiendo transportar desde las 10 Tm hasta 20 Tm de producto.

Estas cisternas se diseñan entre 4 y 7 bar de presión máxima de servicio, con el fin de facilitar las descargas y las cargas. Y se construyen con un aislamiento adecuado para garantizar que el calor no entre en el interior de ellas. El sistema de trasvase puede ser utilizando un diferencial de presión controlado entre la cisterna y el depósito de destino, o utilizando bombas criogénicas adaptadas para trabajar con líquidos a estas temperaturas.

B. Isocontenedores criogénicos.

Estos equipos tienen básicamente las mismas características de diseño que las cisternas anteriormente descritas, con la salvedad que pueden trasladarse entre distintos medios de transporte debido a que están contruidos dentro de una estructura externa y con medidas internacionales.

Existen distintas capacidades y dimensiones, de 20", 30", 40" y 45", son las más comunes.

Su facilidad es que se puede amarrar en un vagón de tren para llevarlo de una estación a otra, y complementar posteriormente

mediante un camión para llegar hasta el cliente final, este es el llamado transporte intermodal, que combina ambos medios de transporte.

Asimismo estos contenedores pueden transportarse mediante barco por medios marítimos o fluviales, dependiendo de las necesidades.

C. Barcos metaneros criogénicos.

Cuando la cantidad a transportar es grande se pueden adaptar una serie de barcos para realizar el transporte de ese producto criogénico por medios marítimos o fluviales.

Las capacidades a transportar por estos barcos varían y se pueden construir según las necesidades.

Pueden variar desde los 150,000 m³ de GNL, que son los más grandes actualmente para el transporte de grandes cantidades a las plantas de recepción internacionales, hasta tamaños más pequeños, de 10,000 m³, de 7,500 m³, de 2,500 m³, e incluso menores.

Se puede garantizar a todos los industriales del país la posibilidad disponer de gas de forma inmediata y a precios competitivos, frente a la alternativa del desarrollo de ductos que requieren grandes inversiones, con difícil rentabilidad mientras no exista el volumen de mercado adecuado lo que redundaría en una falta de interés de los inversores privados que solo acometerán los proyectos de ducto físico en la medida en que gocen de la garantía de ducto principal por parte del gobierno.

Uno de estos mercados, sin duda, es la utilización como gas vehicular. La posibilidad que ofrece la disposición de GNL es que en cualquier espacio se puede construir una estación de suministro de GNC para vehículos e incluso para vehículos que puedan funcionar mediante GNL (como son los de mayor potencia, 350 a 500 HP).

Las otras líneas de uso del gas serían el mercado doméstico y el mercado industrial, que no estén alimentados mediante tubería. En el caso del mercado doméstico, el GNL puede incentivar el uso del gas natural como combustible alternativo con el objeto de poder llegar a tener una masa crítica que justifique la ejecución posterior de la red de distribución. Por este motivo, el mercado de GNL nunca está en contradicción con la expansión del gasoducto, sino que debe entenderse como catalizador de este e incentivador de su uso. El mercado industrial es un mercado que aprovecha realmente las ventajas

del gas, en cuanto a poder calorífico y en cuanto al uso de un combustible gas.

Las inversiones en micro plantas no necesitan de apoyo financiero gubernamental sino que les basta con la existencia de un marco regulatorio adecuado y la posibilidad de adquirir gas en el país. En el Perú la empresa Irradia construyó en Chillca la primera planta de licuefacción de 175 TM día y un grupo español esta negociando la construcciones de una plata de 60 TM día en Kepasiato.

En esta misma línea se podría colocar una planta de licuefacción en Pisco con capacidad suficiente para alimentar vía marítima con barcos de 5 o 7.000 m³ las centrales y minas del Sur con una planta receptora en Ilo.

3.3. MERCADOS PARA EL GAS NATURAL

En general, el gas natural puede ser usado para producir energía térmica directamente o para producir combustibles tales como GLP y gasolina natural.

Antes de la puesta en operación del Proyecto Camisea, en el Perú la producción de gas natural se había limitado a la extraída de los yacimientos de la Costa Noroeste y la Selva Central, la cual es usada como combustible en la generación de electricidad, y en las operaciones de las empresas petroleras. En el pasado el gas natural seco fue utilizado como combustible residencial para aproximadamente 350 viviendas en los campamentos de explotación de la Costa Norte (Ver Cuadro No 12).

Cuadro N° 12
Perú: Consumo de Gas Natural MMPC – 2008

Zona	Generación Eléctrica		Operación Petrolera		Refinación		Uso doméstico	
Noroeste	4,502	45.50%	7,254	79.30%	2,642	97.70%	4.2	100.00%
Aguaytía	5,385	54.50%	1,897	20.70%	62	2.30%	0	0%
Total	9,888	100%	9,151	100.00%	2,704	100.00%	4.2	100.00%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos _ OSINERG.

La demanda de gas natural de Camisea proviene principalmente de su uso en la generación de electricidad (a través de centrales a ciclo simple y combinado), y en el sector industrial (asociada principalmente a las empresas que han firmado contratos Take or Pay y a las nuevas industrias).

Sin embargo, también existe una importante demanda potencial de gas natural a nivel urbano, representado por el consumo en los segmentos comercial y residencial, y por su uso en el transporte automotriz. Este

consumo potencial irá creciendo conforme se desarrolle la red de distribución en Lima, se extienda la red de transporte a otras regiones, y se dé la promoción necesaria para incentivar el consumo del gas.

Los estudios iniciales disponibles sobre proyecciones de la demanda de gas natural muestran algunas diferencias de acuerdo a los escenarios y supuestos utilizados. En particular, como se puede apreciar en el Cuadro N° 13, los pronósticos han variado significativamente a lo largo del tiempo, debido principalmente a las diferentes estimaciones de las cantidades demandadas en los rubros de generación eléctrica y uso industrial.

Cuadro N° 13
Estimaciones de la Demanda de Camisea (MMPCD)

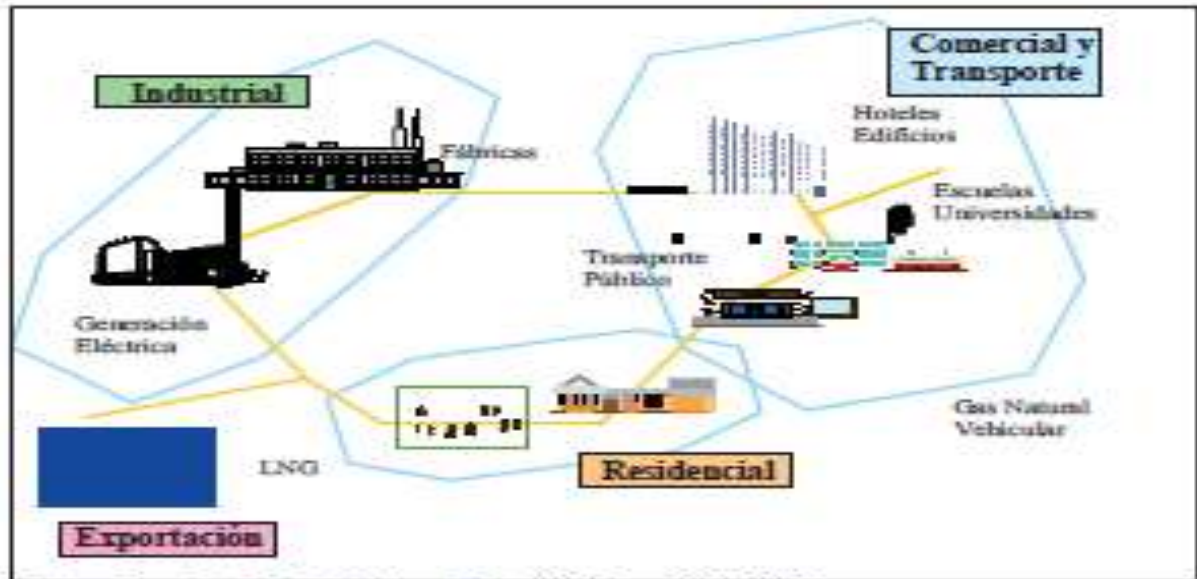
Escenarios	2004	2010
E1: Gas Natural llega a los generadores eléctricos a US\$2 por MMPCD (Stone and Webster; 1998)	207.3	397.3
E2: Gas Natural llega a los generadores eléctricos a US\$2.5 por MMPCD (Stone and Webster; 1998)	201.3	386.4
E3: Escenario Optimista de MEM (2001)	109.1	200.2
E4: Escenario Medio de MEM (2001)	92.7	143.6
E5: Escenario Pesimista de MEM (2001)	48.2	69.4

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos OSINERGMIN

Así, las estimaciones iniciales para el año 2004 (Stone & Webster; 1998) fluctúan entre 201 y 207 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) para el caso de los generadores, mientras que las estimaciones más recientes proyectan una demanda significativamente menor: entre 48 y 109 MMPCD (MEM; 2001). Lo mismo ocurre para el año 2010, en el que la demanda proyectada fluctúa en un rango de entre 397 MMPCD para el escenario más optimista (E1 - Stone & Webster; 1998) y 69 MMPCD para el escenario más conservador (E5 _ MEM; 2001). La evolución completa de las estimaciones entre los años 2004 y 2010, se aprecia en el Gráfico N° 12. Debe destacarse que la demanda por gas natural provendría principalmente del sector de generación eléctrica y del sector industrial.

Sin embargo, con motivo de la primera fijación de las tarifas de transporte y distribución de gas natural realizadas por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART - OSINERG) se han realizado proyecciones de la demanda de gas natural más realistas y que toman en cuenta la nueva información disponible. Las estimaciones de estas proyecciones son algo mayores al escenario medio planteado por el MEM en el año 2001. En el Gráfico N° 38 se presentan las proyecciones de demanda por tipo de cliente para los primeros 20 años de operación del proyecto.

Gráfico N° 38
Principales Mercados para el Gas Natural



Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERG.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

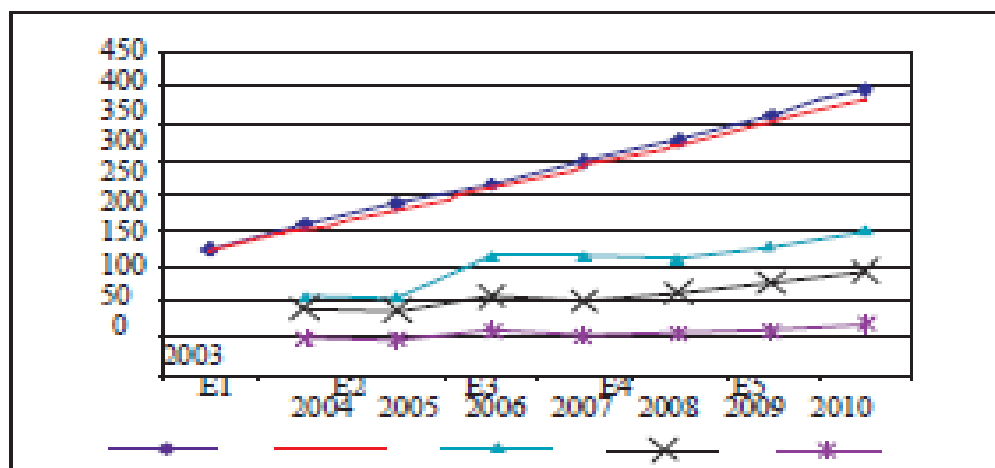
Gráfico N° 39



3.3.1. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Considerando el consumo específico por tipo de central de generación eléctrica y los precios máximos a los que el gas de Camisea será vendido, en el Gráfico N° 40 se muestra un indicador de competitividad del gas natural frente a otros combustibles utilizados por dichas centrales. Como se puede apreciar, si el gas fuera utilizado en una central de ciclo simple (CS), el gas natural sería competitivo con todos los combustibles a excepción del carbón. En cambio, si el gas natural fuese utilizado en una central de ciclo combinado (CC) resultaría ser más competitivo que todo el resto de combustibles.

Gráfico N° 40
Evolución de las Diferentes Estimaciones de
Demanda para el Gas de Camisea



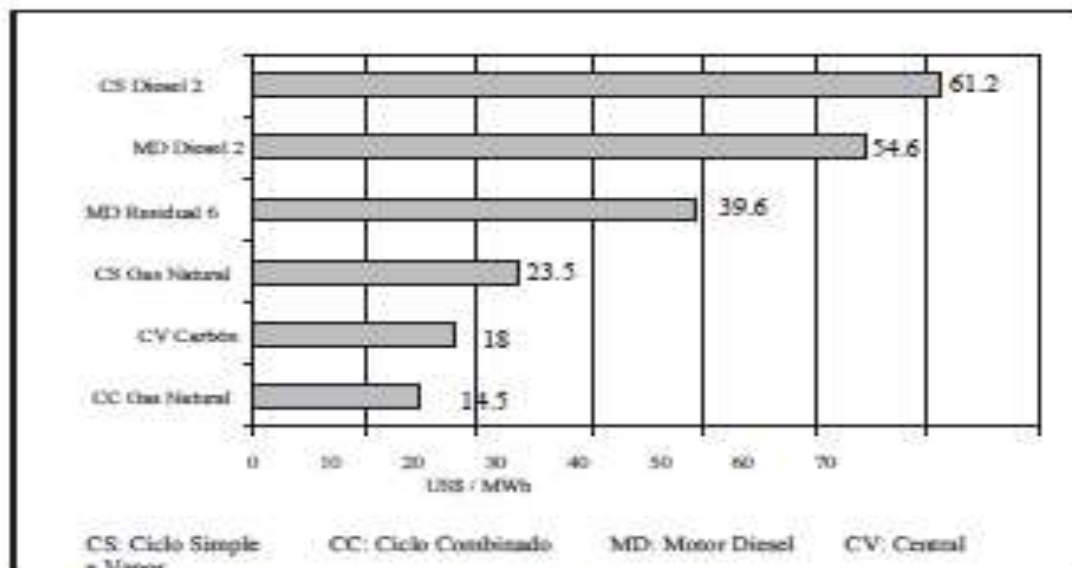
Fuentes: Stone & Webster (1998), MEM (2001).
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos _ OSDNERG.

La competitividad del gas natural no sólo proviene de sus menores costos variables (lo cual hace que las centrales a gas despachen energía antes que otras centrales térmicas), sino también de sus menores costos medios, por lo que los inversionistas en generación eléctrica deberían tenerlo como primera opción. Si bien esta información muestra que el gas natural tendría una demanda asegurada por parte de los generadores, a la fecha Electroperú es la única empresa generadora que ha firmado un Contrato Take or Pay con Pluspetrol, por el 80% del volumen contratado, lo cual equivale a 56 MMPCD.

El 1 de agosto del 2003 se concretó la transferencia a la empresa generadora Etevensa (Grupo Endesa) del primer contrato importante de suministro de gas natural que suscribiera anteriormente Electroperú. El concurso público estableció que el ganador de la licitación se comprometía a instalar, en el plazo máximo de 15 meses en el caso de centrales existentes y 18 meses para centrales

nuevas, una central a gas de ciclo simple con una capacidad de generación mínima de 250 MW.

Gráfico N° 41
Comparación de Costos de Generación Eléctrica



Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERG.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

En una segunda etapa, la empresa contará con un plazo máximo de 21 meses adicionales para construir una central de 125 MW a ciclo simple y una de 187.5 MW a ciclo combinado.

El precio por energía para la primera etapa correspondería con el de la barra Lima y para la segunda se estableció un precio base de US\$ 24.3 por MWh. El ganador de la licitación fue el postor que ofreció el menor precio de venta a Electroperú en un contrato para los primeros 7 años de la transferencia (Etevensa ofreció un precio de US\$ 23.9 por MWh). Se estableció como penalidad un pago de US\$ 15 millones si el ganador no cumplía con los requerimientos y una penalidad diaria de US\$ 25,000 en caso de atraso (con un máximo de 90 días).

3.3.2. SEGMENTO INDUSTRIAL

En cuanto a la demanda industrial, inicialmente 6 empresas firmaron contratos Take or Pay, los cuales garantizan descuentos en el precio del gas natural en el punto de recepción, y otras ventajas¹⁸ con las que el resto de consumidores no contará. Como se aprecia en el Cuadro N° 14, la demanda inicial del sector industrial está constituida fundamentalmente por empresas de cerámicas y vidrieras que sustituirán combustibles como GLP y Residual 6 por gas natural. Es importante señalar que existen empresas tales como Doe Run, EXSA Nitratos, Cementos Lima y Aceros Arequipa que poseen grandes proyectos de inversión, los cuales podrían generar

una importante demanda de gas natural en el futuro. Sin embargo, estas empresas no han firmado aún contratos Take or Pay por requerir un precio más bajo para ser viables.

Cuadro N° 14
Consumidores Iniciales de Gas en Lima:
Empresas que han firmado Contrato Take or Pay con el productor

Empresa	Capacidad Diaria Contratada (MMPCD)
Alicorp S.A.	1.99
Sudamericana de Fibras S.A.	2.79
Cerámicas Lima S.A.	3.53
Vidrios Industriales S.A.	2.05
Corporación Cerámica S.A.	1.09
Cerámicas San Lorenzo S.A.C.	1.30

Fuente: Contrato de Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos _ OSINERG.

El Gráfico N° 34 muestra las proyecciones de la demanda industrial de gas natural en Lima y Callao para los próximos 20 años hechas por el OSINERG.

Como puede apreciarse, la demanda de las industrias menores experimentaría tasas de crecimiento altas al inicio del período de análisis debido a la reciente introducción del gas natural como combustible alternativo. A partir del 2008, las tasas de crecimiento empiezan a situarse por debajo del 10%. En el periodo 2008- 2023, el crecimiento proyectado de la demanda de las industrias menores mostraría un comportamiento creciente pero estable. Finalmente, en el año 2023 se espera que dicha demanda se sitúe al nivel de los 95 millones de metros cúbicos (aproximadamente 2% de la producción total proyectada de gas natural seco para ese año). De otro lado, la demanda de las industrias mayores crecería a tasas mayores en las fases iniciales del proyecto. A partir del 2008, las tasas de crecimiento se sitúan por debajo del 15%. En el periodo 2008-2023, se espera que el crecimiento de la demanda de industrias mayores tienda a estabilizarse. En el año 2023 se espera que la demanda de las industrias mayores tienda a estabilizarse. En el año 2023 se espera que la demanda de las industrias mayores se sitúe al nivel de los 355 millones de metros cúbicos (aproximadamente 6% de la producción total proyectada para ese año).

De otro lado, el Gráfico N° 42 analiza la competitividad del gas natural con otros combustibles utilizados por la gran industria. Como se puede apreciar, el gas sería más económico que todos los demás combustibles, a excepción del carbón, cuyo costo es bastante menor. Es por esta razón que la conversión de grandes empresas, como Cementos Lima, pasaría por la negociación de condiciones especiales.

Otra fuente de demanda industrial provendría de las plantas de procesamiento de gas natural, como las de gas natural licuefactado (LNG), amoníaco y metanol, así como las plantas de procesamiento de gas natural a líquidos (GTL). Con el objeto de promover las inversiones en este segmento, el 23 de febrero del 2004 el gobierno peruano promulgó la Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas Natural (Ley No 28176), la cual permite extender los beneficios de la Ley Orgánica de Hidrocarburos a las inversiones en este tipo de facilidades (estabilidad tributaria y cambiaria, derechos de uso y servidumbre, manejo de divisas, entre otros). Además, establece que los gastos de inversión que se realicen para la construcción de las plantas de procesamiento de gas natural antes de iniciar sus operaciones comerciales, serán acumulados en una cuenta cuyo monto se pagará mediante una amortización lineal, deduciéndose en porciones iguales durante un periodo de cinco años.

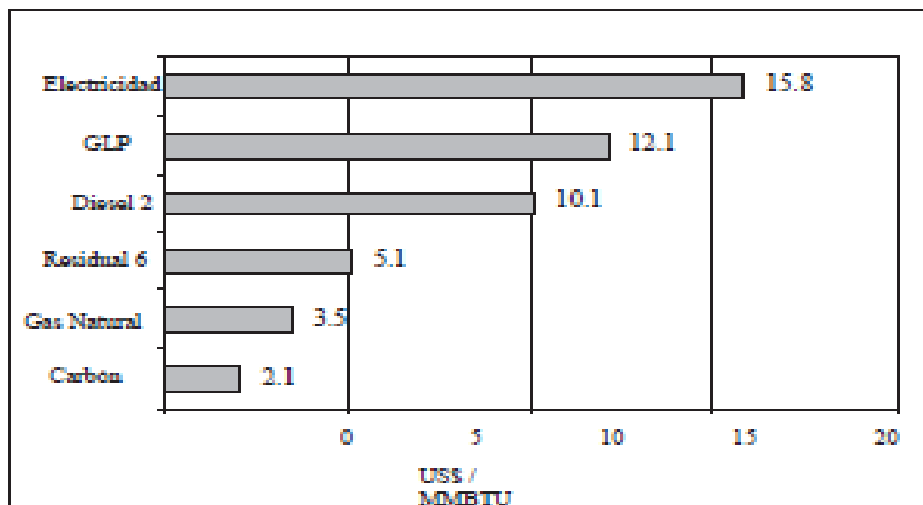
Con esta norma, se garantizan las condiciones para que nuevos inversionistas participen en el procesamiento del gas natural. Por ejemplo, a la fecha ya existen proyectos para la instalación de plantas de producción de amoníaco para exportación en la costa cerca de Cañete (en cantidades aproximadas a un millón de toneladas de amoníaco al año), las cuales podrían demandar cerca de 120 a 150 millones de pies cúbicos por día de gas natural.

Existen otros proyectos para la producción de metanol, insumo clave para la industria petroquímica, así como proyectos de construcción de plantas de gas natural a líquidos (GTL) las cuales producirán derivados como diesel y gasolinas.

Todos estos proyectos constituyen una importante fuente potencial de demanda industrial de gas natural que a futuro pueden incrementar el tamaño del mercado interno, así como generar eslabonamientos en industrias conexas.

De otro lado, la extensión de la red principal de transporte a otras regiones puede incrementar la demanda industrial en esas localidades. La construcción de los ramales sería financiada con los recursos generados por el canon gasífero o por el aporte de inversionistas privados interesados en expandir sus oportunidades de negocios en el sector energético.

Gráfico N° 42
Comparación de Costos de Combustibles para Usuarios Gran Industria



* Los precios no incluyen IGV. Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria _ OSINERG.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos _ OSINERG.

Las principales fuentes de demanda industrial potencial para el gas transportado por los ramales pueden dividirse en tres segmentos:

- Ruta Central: fundición y refinería de La Oroya, fábrica de Cemento Andino en Tarma y planta de GTL en La Oroya.
- Ruta Sur Oriental: desarrollo de minas de hierro en Andahuaylas y Combopata, plantas de cemento y GTL en Cusco, así como de gas para Cachimayo.
- Ruta Sur Medio: planta de fraccionamiento, planta de Aceros Arequipa, planta de hierro esponja en Pisco, mina de hierro y generación eléctrica en Marcona.

Los posibles beneficios de la extensión de la red principal de transporte de gas serán los siguientes: sustitución de combustibles en uso por otros más limpio y de menor precio, mejora de la competitividad de las industrias existentes y generación de nuevas industrias asociadas, reducción de la contaminación ambiental, mejora en la calidad de vida de los pobladores de las regiones beneficiadas, generación de trabajo para pobladores de la zona durante la construcción y la operación, y una posible reducción de las tarifas de transporte de gas por el incremento del volumen inyectado en el ducto principal.

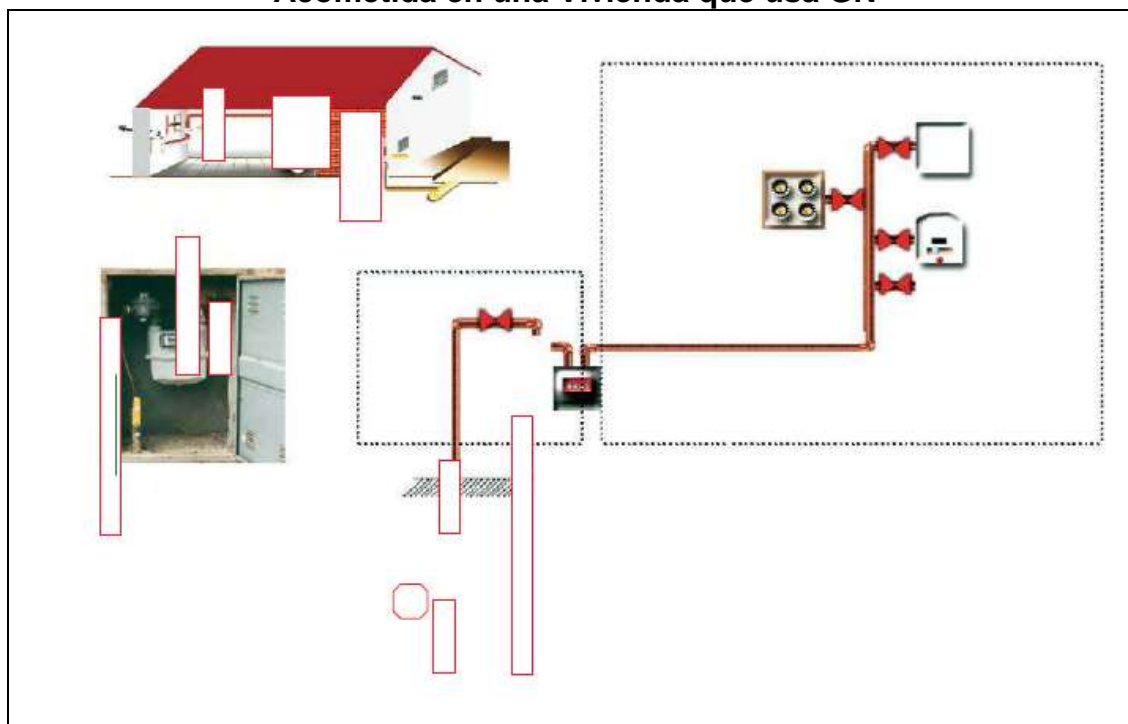
3.3.3. SEGMENTO RESIDENCIAL Y COMERCIAL

La provisión de gas natural constituye un servicio público domiciliario y comercial que llega a las viviendas, a los centros de comercio y a las industrias a través de una conexión permanente. Para el control del abastecimiento del servicio se colocan gabinetes que contienen el sistema de regulación de presión, la válvula de control de acceso y el medidor del consumo.

Cabe resaltar que las instalaciones de gas natural requieren un mantenimiento mínimo pero constante, tienen bajos costos de operación y son de una gran confiabilidad de suministro. A su vez, la existencia de una fuente continua de suministro de energía adicional a la electricidad puede tener un efecto positivo sobre el valor del predio (inversión en instalaciones).

En el Gráfico N° 43 puede verse una ilustración de la acometida en una vivienda que usa gas natural.

Gráfico N° 43
Acometida en una Vivienda que usa GN



Los costos de instalación pueden variar según el tipo de vivienda, los niveles de consumo y la distancia a la red de distribución. En el caso de la instalación del suministro de gas en un edificio, cada departamento cuenta con un medidor por lo que la facturación es independiente para cada uno. De acuerdo a los planes de ejecución del Ministerio de Energía y Minas, el cliente puede pagar a plazos dichos costos de instalación (véase el Cuadro N° 15), incluyendo la parte correspondiente en la factura mensual del servicio.

Desde un lugar en la fachada del establecimiento domiciliario o comercial se inician las instalaciones particulares o internas del cliente (conexión de acometida), que deben llegar hasta cada recinto donde se cuente con aparatos domésticos que funcionan con gas natural, como cocinas, termas, sistemas de calefacción y de aire acondicionado, secadoras de ropa, deshumedecedores e incluso refrigeradoras.

Cuadro N° 15
Estimación del Costo de una Instalación de Gas Natural a una Vivienda

Rubros	US\$ Dólares
Materiales*	150
Obras civiles	85
Mano de Obra	5
Total	300

* Incluye 10 m de tubería de polietileno 1/2", medidor, equipos de regulación, accesorios y caja de protección.

Respecto a las proyecciones de la demanda para estos segmentos en Lima y Callao, las cifras muestran que al inicio del período de análisis la demanda de gas natural experimentará tasas crecientes asociadas a la reciente introducción del gas así como a la internalización, por parte de los consumidores, de las bondades que presenta este combustible como elemento energético. El crecimiento anual de la demanda tiende a estabilizarse alrededor de 8.35% a partir de 2011. Asimismo, se espera que para el 2023 la demanda residencial de gas natural sea de 66 millones de metros cúbicos (cerca de 1.41% de la producción total proyectada para ese período).

De otro lado, el crecimiento anual de la demanda comercial tiende a estabilizarse a partir de 2011 alrededor de una tasa de 5.41%. Asimismo, se espera que para el 2023 la demanda comercial de gas natural en Lima y Callao ascienda a 22 millones de metros cúbicos (cerca de 0.5% de la producción total proyectada para ese año).

Cuadro N° 16
Ventajas en el Uso de Gas Natural
en el Segmento Comercial y Residencial

Kerosene/GLP	Gas Natural
* Se compra en recipientes y balones	* Se obtiene con la simple manipulación de una válvula
* Su uso es limitado por la capacidad del recipiente que lo contiene	* Su suministro es continuo
* El servicio se paga por adelantado, antes de usarlo	* El servicio se paga mensualmente, después de usarlo a un precio menor
* Se tienen mayores riesgos por tener que almacenarlo	* Los riesgos son menores porque no se requiere almacenamiento
* Deja residuos y ensucia los utensilios	* No deja residuos

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos _ MEM.

3.3.4. SEGMENTO DEL TRANSPORTE URBANO

En el segmento de transporte, la experiencia de países como Argentina indica que existe un importante consumo potencial en el

sector transporte de gas natural en mercados en desarrollo como el peruano, principalmente bajo la modalidad de GNV (Gas Natural Vehicular). Las estadísticas dan soporte a esta información dado que en el año 2006 el número de vehículos a nivel mundial superó los 3 millones existiendo más de 4,000 estaciones de servicio (véase el Cuadro N° 17), mostrando el consumo de GNV una tasa de crecimiento promedio anual de 4% en los principales mercados.

Cuadro N° 17
Número de Vehículos a Gas Natural Comprimido
en el Mundo Países Seleccionados

N°	País	Vehículos convertidos a GNC	Estaciones de Carga
1	Argentina	1,200,000	1,105
2	Brasil	600,000	600
3	Pakistan	450,000	491
4	Italia	400,800	463
5	India	159,159	166
6	Estados Unidos	130,000	1,300
7	China	69,300	270
8	Egipto	52,000	79
9	Venezuela	50,000	140
10	Ucrania	45,000	130
	Total	3,156,259	4,744

Fuente: International Association for Natural Gas Vehicles (IANGV).

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos _ OSINERG.

El uso del GNV puede contribuir a aliviar problemas como la delincuencia, la contaminación y el desorden en el transporte público que afectan la administración de una ciudad como Lima, debido a que pueden crearse empresas formales que utilicen buses a gas natural. En el caso de la contaminación, el uso de GNV reduce la emisión de gases contaminantes de efecto invernadero en 60%.

El GNV puede emplearse en los motores a gasolina agregando únicamente un Kit (sistema de inyección y almacenamiento) que cuesta aproximadamente entre US\$ 800 y 1,500.

En los motores Diesel, el cambio es más complicado y es necesario en muchos casos cambiar de motor, lo cual es más factible en unidades pequeñas debido a la baja potencia del motor. Es posible evaluar el ahorro económico asociado por el uso del gas natural vehicular en base a la experiencia de Argentina. El Cuadro No 18 muestra el ahorro aproximado por el uso del GNV es de US\$ 0.15 a US\$ 737.50 por cada Km. o 5,000 Km. recorridos por el vehículo, respectivamente.

Cuadro N° 18
Uso del GNV en Argentina
Ahorro Económico en US\$

Cada 1 Km	0.15
Cada 100 Km	14.75
Cada 2000 Km	295.00
Cada 5000 Km	737.50

Fuente: Prensa Vehicular (2003).

Si bien todavía no es factible conocer un precio exacto para el GNV, se estima que el GNV en las estaciones de servicio de Lima costará alrededor de 7 US\$/MMBTU. En este caso, de efectuarse el cambio al GNV, para un taxista que recorre cerca de 100,000 Km anuales (se asume que en el caso del taxista que emplea Diesel N°2 se efectúa un cambio de motor), el pago anual sería aproximadamente de US\$ 2,500. Así, el ahorro anual estaría entre US\$ 3,000 y US\$ 5,000 para los taxistas a diesel y gasolina respectivamente. Ello les permitiría recuperar los costos de instalación del kit de conversión a GNV. Como puede notarse, la conveniencia del uso del GNV en el transporte depende del precio del gas y del recorrido anual de las unidades, siendo más rentable para las unidades de alto recorrido (transporte público).

La promoción del uso del GNV requiere un trabajo conjunto entre los diferentes entes del sector, incluyendo a las municipalidades, para normar temas de seguridad y calidad en la provisión de estos servicios, particularmente en el tema de los gasocentros. En particular, se ha elaborado la normatividad adecuada en el caso de estaciones duales, es decir aquellas en las que se pueden despachar al mismo tiempo gas natural vehicular e hidrocarburos líquidos, principalmente, gasolina y diesel, ya sea en el mismo recinto o en recintos adyacentes.

A su vez, dados los importantes costos fijos de las instalaciones, es posible que se requieran también otras políticas de promoción en materias impositivas y de financiamiento. Por ello, si bien existe un consumo potencial muy importante en este segmento, en la resolución de Tarifas de Transporte de Gas natural (OSINERG No 084-2003-OS/CD) se ha realizado una proyección conservadora de la demanda de gas natural para uso vehicular, aunque con un crecimiento más acelerado que el segmento residencial y comercial.

Así, la demanda considerada para el año 2006 es de 4 MMPCD y para el año 2016 de 25 MMPCD. Esta proyección de la demanda considera cerca de 10,000 conversiones de automóviles al año 2006 y un acumulado de 59,000 en el año 2016. Esta estimación es conservadora si se tiene en cuenta que en Argentina un promedio histórico de 5,000 autos convertidos por mes favoreció las inversiones en tecnología e investigación necesarias para

acompañar la evolución de los mercados petrolero y automotriz, aunque ello dependería de factores tales como la política impositiva.

El OSINERGMIN ha publicado unas proyecciones del número de taxis convertidos a gas natural para los próximos 20 años. La tasa de conversión que es el porcentaje de la totalidad de taxis que son convertidos a gas natural ha sido estimada 5% para el año 2010, experimentando en lo sucesivo una disminución gradual. Este comportamiento puede estar asociado a la respuesta inicial de los consumidores, frente a la novedad que significa el gas natural vehicular, por las bondades que su uso muestra en múltiples aspectos, como por ejemplo, el económico, el ambiental y el de seguridad. A su vez, el comportamiento que exhibe el número de taxis convertidos determina que la evolución del consumo facturado del gas natural vehicular crezca durante el periodo de proyección pero a tasas decrecientes, alcanzando la cifra de 264 millones de metros cúbicos en el año 2024.

3.4. PRECIOS Y MASIFICACIÓN DEL USO DE GAS NATURAL

En la masificación del consumo del gas natural debiéramos ser más ambiciosos pero con las reservas del caso siendo razonable por ejemplo, masificar el consumo del gas natural para la generación eléctrica por los menores costos que implica la inversión de centrales térmicas a gas natural frente a la construcción de centrales hidráulicas, o mejor aún frente a la energía eólica que se está absurdamente desaprovechando.

En nuestro país el precio del gas natural en boca de pozo proveniente del Lote 88 Camisea es tan barato para la generación eléctrica, equivalente a un dólar el millón de BTU (unidad de calor más o menos equivalente a 1,000 pies cúbicos de gas natural) multiplicado por un factor de ajuste, y en el caso de la industria a un precio de 1.80 el millón más el factor de ajuste, y que con los costos de transporte (US \$ 1.0) y distribución no superan los 4 dólares el millón de BTU para el consumidor.

En los Estados Unidos de México y Norteamérica el precio por millón de BTU según el marcador "Henry Hub Spot Price" está sobre los US\$ 9.85 dólares al mes de abril del 2010, al cual habría que sumarle los costos de transporte y distribución; es decir, el precio del gas natural en nuestro país es bajísimo en relación a los precios vigentes a nivel internacional. Es tan bajo que desestimula la inversión de centrales hídricas y eólicas necesarias para la generación eléctrica.

Esto se explica por la naturaleza del contrato firmado en el 2001, ante el retiro de la Shell en 1998 y las reservas probadas que estaban en el subsuelo del Lote 88, y especialmente a la renegociación que se realizó a fines del 2006 con la empresa argentina Pluspetrol. Se debe recordar que el contrato original del 2001 durante el Gobierno de Transición, el precio del gas natural estaba determinado para la generación eléctrica de un dólar

multiplicado por un factor de ajuste dependiente del precio de los petróleos industriales.

Así, mientras el precio de los petróleos residuales en New York, Costa Oeste de USA y Rotterdam, se mantenía por los 20 dólares el barril como el 2001, no había ningún problema, pero cuando los precios del crudo y los derivados comenzaron a elevarse en especial a partir del 2004, hasta llegar los petróleo industriales a un precio mayor a los 50 dólares el barril, el precio del gas natural tenía que ajustarse, pues estaba atado al precio de los residuales.

Sin embargo, en una negociación estratégica entre el gobierno y la empresa Pluspetrol se fijaron otros factores de reajuste, que sustituyen el precio de los petróleos industriales. Así, el precio del gas para la generación eléctrica e incluso para el uso industrial, se mantuvo al igual que el contrato del 2001, pero ahora el factor de ajuste sería el índice de precios del equipo y maquinaria en los Estados Unidos con un límite de incremento anual no mayor del 5 %.

Si bien la exportación, y los mercados externos resultan fundamentales para la monetización de nuestros recursos gasíferos, se trata de capitalizar los recursos del Estado por medio de las regalías que conforman parte de la renta gasífera y del impuesto a la renta.

Si bien en la lógica y gestión privada la explotación de dichos recursos naturales el objetivo central es la maximización de los beneficios, y teniendo presente que el Estado solamente percibe de la renta gasífera, las llamadas regalías gasíferas, las mismas que se fijan como una participación sobre el precio en "boca de pozo" y también percibe el impuesto a la renta, teniendo 8 años de iniciada la explotación comercial, en razón del llamado beneficio de "arrastre de pérdidas". Sin embargo, el negocio ha sido rentable que en el 2006, es decir en menos de tres años del inicio de las operaciones comerciales el consorcio del Lote 88 ha recuperado su inversión y ya está abonando el impuesto a la renta.

Al margen de ello resulta un imperativo capitalizar la participación del Estado, para acelerar el cambio de la matriz energética (construcción de ductos regionales, centrales térmicas a gas natural e incentivos a la importación de parque automotor a gas natural), y la contribución regional (canon gasífero regional, Fondo de Desarrollo FOCAM), teniendo siempre presente que en algún momento dicho recurso natural se agotará. De allí, lo fundamental que resulta la industrialización del gas natural mediante la Petroquímica.

Se trata pues de promover un cambio de la matriz energética que transite del petróleo al gas natural, para ganar competitividad de la industria y en general de la actividad económica construyendo un mercado interno que permita la integración gasífera del país, pues el gas no solamente está yacente en la selva sur oriental sino que lo tenemos en la costa norte, en el zócalo

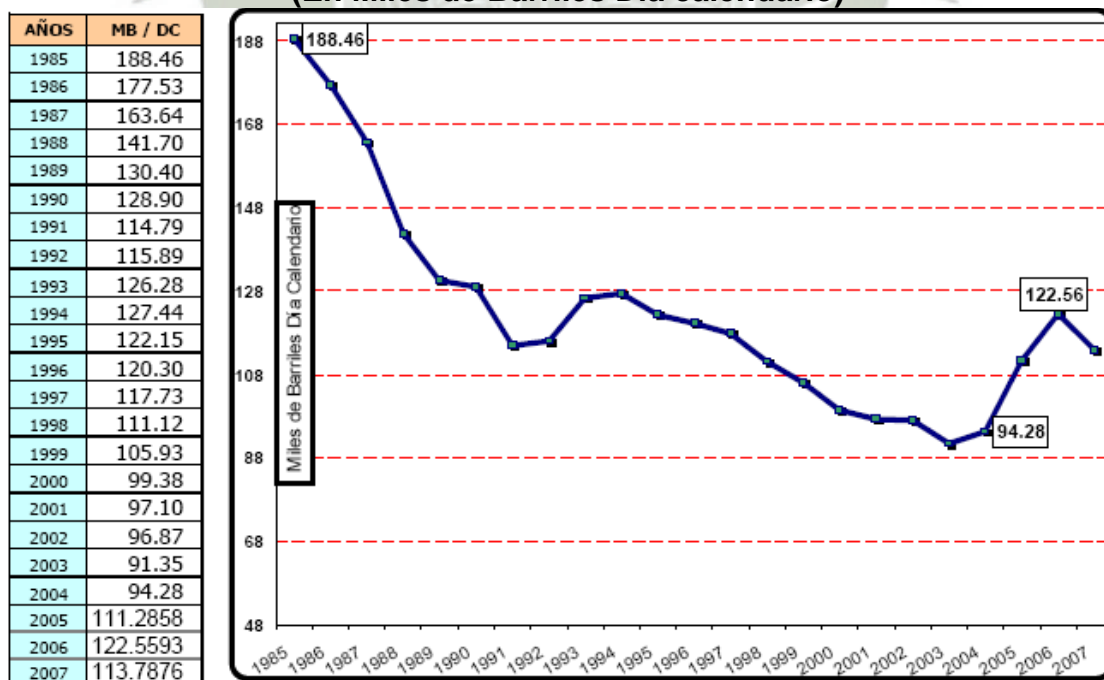
continental y en la selva central (Aguaytía), como se puede observar en el cuadro “Perú: Reservas Probadas de Gas Natural”

3.5. PETRÓLEO: PRODUCCIÓN Y RESERVAS

El Gráfico N° 44 “Perú: Producción Anual de Hidrocarburos Líquidos 1985-2007” expone dramáticamente la realidad petrolera del país. La producción promedio anual en barriles de crudo tiene una clara tendencia decreciente. Así, en el año 1985 se producían 188 mil barriles diarios, en el 2003 la producción interna disminuye a 91 mil barriles, y al año 2007 se expresa una ligera recuperación, 114 mil barriles, por el efecto de la producción de Camisea y los incentivos a producir en zonas de reservas marginales. Lo que corresponde por lo tanto es un mayor impulso para un marco promotor para la inversión privada en actividades de riesgo, ampliar la promoción en pozos exploratorios para retomar el promedio de los 25 pozos perforados por año de los años 1970.

Si se tiene presente que para encontrar un yacimiento comercial hay que perforar no menos de 15 pozos exploratorios, se puede entender la caída de las reservas probadas de crudo y los bajos niveles de producción. Se debe asumir que a pesar de las importantes reservas de gas y líquidos de gas natural de Camisea, y de las posibilidades de encontrar más reservas en lotes colindantes, nuestra dependencia del petróleo se mantendrá a pesar de todo, al menos que exista un planeamiento estratégico para sustituir el petróleo por el gas natural en la matriz energética.

Gráfico N° 44
PERU: PRODUCCION ANUAL DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS 1985-2007
(En Miles de Barriles Día calendario)

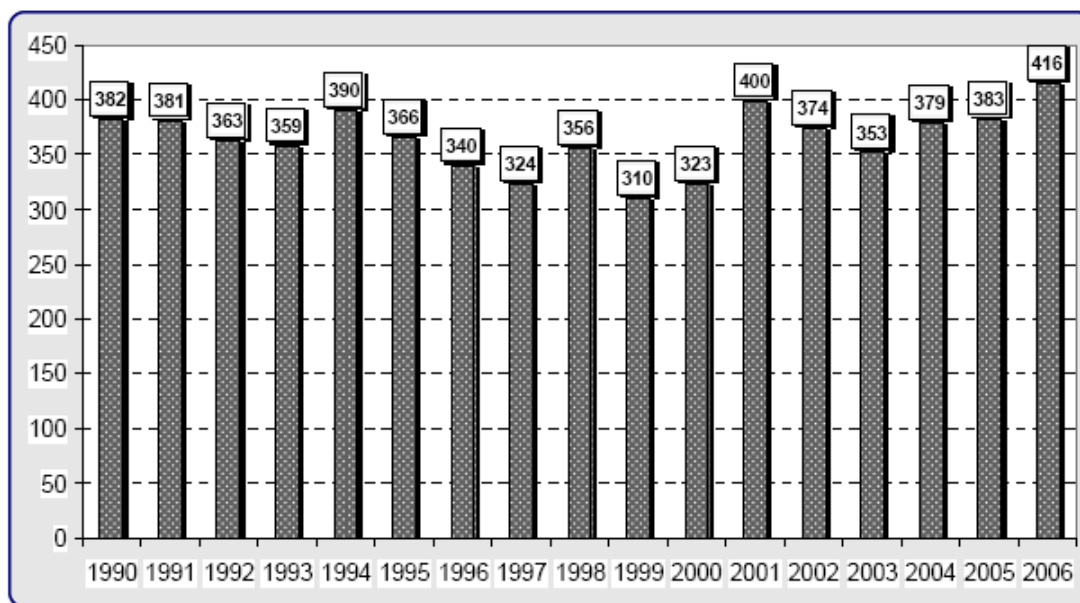


FUENTE: Boletín de la Dirección General de Hidrocarburos (MINEM) / Anuario Estadístico de Hidrocarburos del MINEM, 1995, 1998, 2003 y 2006.

La situación petrolera se agrava por la evidencia de que parte de la producción interna está constituida por un crudo pesado proveniente del Lote 1-AB y en menor medida del lote 8 que como tal no es apropiado para su transformación dadas las características de las refinerías que operan en el país, que están calibradas para procesar crudo ligero superior a los 25º grados API, medida internacional que determina su gravedad. Por tanto, el crudo pesado tiene que ser exportado casi íntegramente y por el contrario hay que importar crudos livianos.

En el mismo sentido, las reservas probadas de petróleo en el período 1990-2006 tienen una tendencia decreciente en relación a 20 años atrás, como se puede observar en el Cuadro N° 45 “Perú: Reservas Probadas de Petróleo”. Así, mientras que en 1984, las reservas probadas eran del orden de los 636 millones de barriles, en 1990 nuestras reservas probadas eran de aproximadamente 382 millones de barriles, en el 2007 éstas bordean los 416 millones, lo que evidencia una ligera recuperación pero que no llega a los niveles de los años 1980.

Gráfico N° 45
PERÚ: RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO
(En Millones de Barriles)



Fuente: Anuario Estadístico de Hidrocarburos 1999 y 2008 (MINEM) / Libro de Reservas de Hidrocarburos 2008 de la DGH (MINEM)

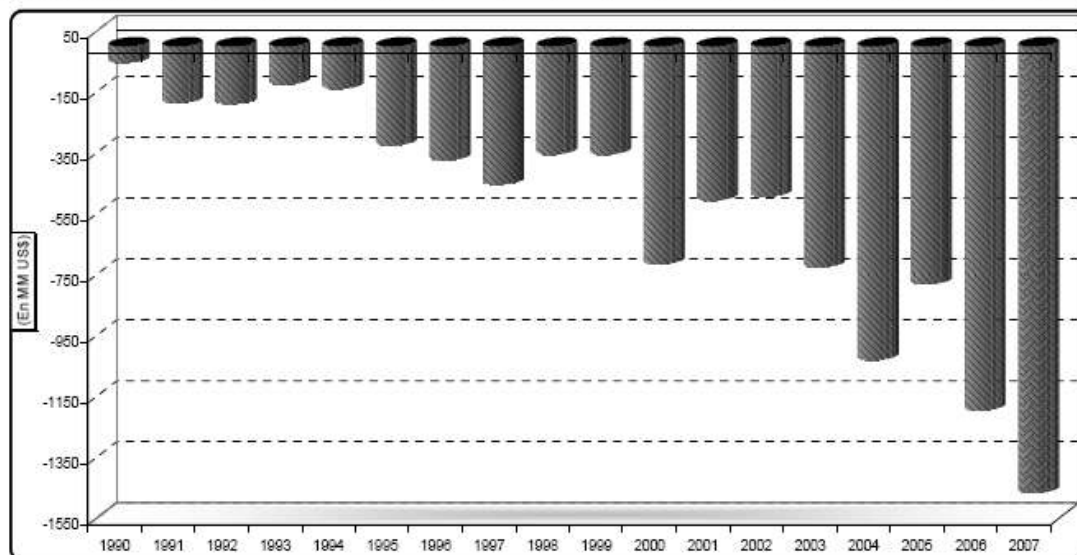
Comparando la calidad del crudo de las reservas probadas, buena parte de ellas está constituida por reservas de crudo pesado. Por tanto, teóricamente con el nivel de producción interno para el 2007 de casi 114 mil barriles diarios que anualizados representan 41.5 millones de barriles, el país tendría menos de 10 años de reservas aseguradas en razón de la relación reservas /producción (416 millones de reservas entre 41.5 millones de barriles de producción al 2007). En realidad, la situación es tanto más crítica cuanto se aprecie que una gran parte de estas reservas son de crudo pesado y tendrán que exportarse a un precio muy inferior al que se tendrá que pagar por el crudo importado, que hoy llega a los US\$ 120 dólares el barril.

3.6. BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS

Esta realidad puede observarse en el Gráfico N° 46 “Saldo de la Balanza Comercial de Hidrocarburos” donde resulta evidente la situación deficitaria de la balanza comercial que al año 2007 hay un saldo neto negativo de US \$ 1,465 millones, con tendencia al aumento para el 2008 en razón de los altos precios del petróleo y derivados. Se debe tener presente que nuestro país hacia 1980 perdió la condición de un país exportador neto de petróleo, y desde esa fecha hasta la actualidad importamos más en relación a nuestras exportaciones.

Gráfico N° 46
PERÚ: SALDO DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS
(En Millones de Dólares)

AÑO	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
BALANZA COMERCIAL (X - M)	-52.5	-186	-187.8	-124.3	-138.9	-323.2	-372.2	-461.5	-352.5	-352.6	-713.2	-503.8	-491.9	-723.8	-1,029	-780	-1,193	-1,465



FUENTE: ANUARIO ESTADÍSTICO DE HIDROCARBUROS 1998 - 2006 / Informe Mensual de la Dirección General de Hidrocarburos del MINEM.

Evidentemente para los próximos años el déficit será creciente en la medida que los precios internacionales del crudo se mantengan por encima de los US \$ 120 dólares el barril. En tal sentido, el efecto Camisea debiera tender a sustituir lo más rápidamente posible parte de las importaciones de crudo.

Es más, si se analiza los componentes más importantes de la importación de hidrocarburos en el Cuadro N° 19: “Perú : Importación de Petróleo, Diesel 2 y Gas Licuado de Petróleo”, se tiene que un país pobre y subdesarrollado como el Perú, desde 1990 a diciembre del 2007, ha gastado divisas por la importación de crudo, derivados como el diesel 2 y gas licuado de petróleo en el orden de los US \$ 18,291 millones de dólares, que resultan equivalentes a más de seis proyectos de inversión de la magnitud de Camisea, y con lo cual se podría impulsar la masificación del consumo de gas natural, impulsar la industria petroquímica y la inversión de centrales de generación eléctrica de ciclo combinado y en base a fuentes renovables como la energía eólica.

Ello significa que entre 1990 al 2007 la importación de crudo ha sido por un valor de US \$ 13,303 millones. Esta importación de petróleo resulta necesaria para las refinerías que operan en el país, y que corresponden a PetroPerú en especial Talara y desde 1996 a la refinería La Pampilla operada por la transnacional española Repsol/YPF. En el 2006 como promedio en términos de valor se importaba casi US \$ 6 millones de crudo por día, para el período 2007 se importó como promedio US \$ 7.3 millones de dólares día.

En el mismo sentido, las importaciones de diesel 2 han representado entre 1990 al 2007 valores equivalentes a los de US \$ 4,246 millones. Esta importación de diesel 2 resulta necesaria para el parque automotor que desde inicios de la década de los 90 ha sido favorecida por una política tributaria, que ha alentado la importación del diesel 2, combustible donde somos deficitarios en detrimento de las gasolinas que son más limpias.

Por último, las importaciones del gas licuado de petróleo o gas doméstico (GLP) han representado valores de US \$ 742 millones desde 1990 al 2007. Se supone que el efecto Camisea nos ha convertido en autosuficientes en este derivado del petróleo, que sin embargo no se traduce en menores costos para la economía familiar.

Cuadro N° 19
PERÚ: IMPORTACION DE PETRÓLEO, DIESEL 2 Y GAS LICUADO DE
PETRÓLEO (GLP)
Miles de Dólares / 1990 - 2007

AÑOS	CRUDO (a)	DIESEL 2 (b)	GLP (c)	Total Anual (d = a + b + c)
1990	149,566	111,393	19,820	280,779
1995	294,982	200,002	34,964	529,948
1998	473,744	114,556	19,263	607,563
2001	589,839	193,083	61,087	844,009
2004	1,073,195	443,308	97,904	1,614,408
2005	1,696,581	404,418	30,992	2,131,990
2006	2,156,713	453,643	4,637	2,614,993
2007	2,667,649	622,078	67,027	3,356,754
Total 1990-2007	13,303,407	4,246,253	741,506	18,291,166

Fuente: Anuario de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas
Boletín Mensual de la Dirección General de Hidrocarburos

Por tanto, gracias a la producción de Camisea se ha incrementado la producción de hidrocarburos, pues a los 76 mil barriles diarios de petróleo producidos en la costa 20 MB/DC, Zócalo 12 MB/DC, Selva Nor oriental 40 MB/DC, debemos sumar los 37 mil barriles de LGN de Camisea, más los 3.5 LGN MB/DC de Aguaytía, y aproximadamente los 2 mil barriles diarios de LGN provenientes del Lote Z-2B operado mediante un Contrato de Servicios por la empresa Petrotech.

Es decir, la producción total de hidrocarburos líquidos está sobre los 113 mil barriles diarios. Teniendo presente que una parte de la producción provenientes de los lotes de la selva norte Lote 1-AB y 8 se exportan, por ser crudo pesado que no puede ser transformado por las refinerías locales; lo cierto y evidente es que seguimos importando crudo a precios internacionales y los líquidos de gas natural también se valorizan a precios internacionales.

Sin embargo, en la producción de las gasolinas somos excedentarios, pues la nafta o gasolina primaria de Camisea se exporta, en lugar de sustituir al petróleo importado, sumado a ello, que en el GLP al 2007 hemos pasado de una situación temporal de deficitarios de GLP pero con la ampliación a más de 70 mil barriles de LGN de Camisea a fines del 2008 se volverá a ser superavitario en este combustible.

El caso del GLP es particularmente grave: a los productores locales tales como PetroPerú, Refinería La Pampilla (Repsol/YPF), que obtienen el gas licuado del petróleo, se debe sumar la producción de GLP producto de la separación del gas natural húmedo para obtener líquidos (LGN) tales como lo realizaba la empresa Eléctrica de Piura (EPPSA) ahora Graña y Montero, y Aguaytía operada por la Maple.

En total la producción de GLP antes de Camisea era de 9 mil barriles diarios, para un consumo de 18 mil barriles de GLP. Evidentemente el resto se saldaba con importaciones realizadas por Solgás, Z Gas, y PetroPerú. Ahora a la producción local de GLP por refinería al 2007 es de 6.5 mil barriles diarios, a estos se deben sumar los 17.8 mil barriles diarios producidos por Camisea (Pluspetrol) más los 1,200 barriles de GLP obtenidos de los LGN del Lote Z-2B y Aguaytía. Es decir, con la producción local actualmente apenas se cubre los requerimientos del mercado interno del gas doméstico que está sobre los 25 mil barriles diarios. Y durante parte del 2007 y 2008 se ha vuelto a importar GLP para asegurar el abastecimiento interno.

Con una producción interna de más de 25.4 mil barriles diarios de GLP y un consumo de 25 mil, antes existía un saldo que hasta el 2006 se exportaba a Ecuador, El Salvador, USA y Chile a precios relativamente más bajos que los vigentes a nivel interno afectando los intereses de los usuarios y consumidores. Sin embargo, a través de la filial de ENAP, Manu Perú, y otras comercializadoras, aún se importa GLP en más de 900 barriles anuales, con el agravante que la empresa Manu Perú, se beneficia del subsidio vía fondo de estabilización.

En verdad, cuando la exportación del gas natural licuefactado sea una realidad a partir del 2010, se tendrá un efecto directo que debiera revertir significativamente el saldo negativo de la balanza comercial de hidrocarburos. Se debe asumir que el gas que se exportará a México, los ingresos por exportación por dicho concepto serán de US\$ 800 millones anuales solamente por la exportación de gas licuefactado, que es el gas natural enfriado a altas temperaturas, para ser convertido a líquido y de tal

forma ser transportado en buques banqueros para ser regasificados en México.

Se debe entender que la exportación del gas natural licuefactado es una decisión empresarial privada, donde el Estado no interviene con ninguna inversión. Es más, como objetivo y política de Estado se debiera de monetizar las reservas de gas, incorporando la necesidad de recrear una demanda externa que sea el estímulo para mayores inversiones en los lotes adyacentes 57 y 58 que permitan “nuevos descubrimientos de gas natural”. Por lo menos esa fue la experiencia de Bolivia, de Argentina, Colombia, donde la demanda externa fue el incentivo para mayores inversiones con objetivo de descubrir mayores reservas.

Por tanto, no hay que olvidar, que si bien resulta loable asegurar las reservas energéticas para las futuras generaciones, no debemos olvidar que las reservas de gas natural de Camisea fueron descubiertas por la Shell en los años 1983-1984 por la empresa transnacional Shell, y recién en el 2001 se firmó el contrato para su explotación comercial con el consorcio liderado por Pluspetrol.

Si bien hoy Camisea es una realidad hay que tener cuidado que no nos pase lo que sucedió con el guano y el salitre en el siglo XIX, y el caucho que al margen que tales recursos fueron mal utilizados, y despilfarrados más tarde fueron sustituidos por otros recursos, o sucedáneos más económicos como el salitre artificial. Tampoco debemos soslayar la experiencia argentina que privilegió el mercado externo como destino de su producción de gas y generó una crisis energética no reconocida por el gobierno en el país gaucho que explotó en el año 2004. El gas natural como recurso energético está destinado a ser el hidrocarburo más importante del siglo XXI ante el evidente deterioro de las reservas de petróleo a nivel mundial. Teniendo presente que el principal mercado son los Estados Unidos de Norteamérica y México, es lógico pensar que el gas proveniente del Perú está en competencia con el gas de Alaska, de las Islas Skajalin (Rusia), de Indonesia, de las Bahamas, y también hay que decirlo con las reservas de Bolivia.

Sin embargo la estrategia nacional si es que existe alguna es que el gas natural debiera servir para integrar el país en especial el sur, ganando ventajas competitivas, descentralizando las industrias y convirtiendo al país en exportador de electricidad y de productos petroquímicos.

3.7. BONO CHATARRA: POLÍTICA AMBIENTAL

En materia de política de combustibles estamos en el sendero correcto dependiendo cada vez más del gas natural que explica en la actualidad el 30 % de la generación eléctrica y donde más de 280,000 mil vehículos se han reconvertido al gas natural, y el objetivo nacional es superar los 300 mil vehículos al 2012 de un parque automotor que bordea el millón y medio de unidades, de los cuales más del 60 % está registrado en Lima. (Ver Cuadro N° 20).

Este objetivo central recién ha sido implementado por el Estado vía los Gobiernos Locales, promoviendo el llamado “bono de chatarreo”, por medio del cual los propietarios de automotores a diesel con más de 10 años de antigüedad acceden a un bono de 2,500 dólares y de esta forma financiar la adquisición de un vehículo a gas natural.

A fines del año 2006 el Gobierno negoció por cinco años con la empresa argentina Pluspetrol, operadora de Camisea, un precio preferencial para el gas natural que se utilice en el parque automotor, lo cual significa un gran ahorro para beneficio del consumidor, que no se está aprovechando lo suficiente.

El precio del gas natural, tiene un precio inferior a los cinco nuevos soles por galón equivalente frente a las gasolinas que estarían por encima de los 13 nuevos soles el galón si se trata de las gasolinas de 90 octanos, y si fuese de gasolinas 97 octanos tendría que pagar más de 17 nuevos soles.

Sin embargo, el costo de la conversión de un vehículo gasolinero a gas natural sigue siendo muy alto para un taxista o empleado, el abonar 1,200 a 1,400 dólares supone una dificultad para masificar y extender los beneficios del gas natural a las mayorías.

Es más, al año de la instalación se tiene que abonar más de 60 dólares a la empresa supervisora de las instalaciones del “chip” inteligente que verifica el buen estado del automóvil. Es decir, un abuso por una simple revisión que no debiera costar ni 60 soles.

En el mismo sentido debemos ser más agresivos para extender la red domiciliaria del gas natural para que una mayor población de Lima acceda a los beneficios del gas de Camisea. En el presente no llegan a las 10 mil familias y cerca de 250 empresas que se han “enganchado” con el gas natural obteniendo ganancias ambientales y económicas por los menores precios que ello significa.

Por ello, los Gobiernos Locales deben facilitar los permisos y licencias para establecer mayores conexiones domiciliarias con una política promotora que beneficia a los vecinos en el marco de la seguridad energética. Al mismo tiempo con una mayor cantidad de conexiones se debe reducir el costo de las instalaciones que está al borde de los 2,000 nuevos soles por domicilio.

Sin embargo, las modificaciones del contrato realizadas en el 2003 para cambiar los términos del contrato para pasar de consumidores obligatorios a consumidores potenciales, hizo que la empresa “G.N.L.C Cálidda” no pusiera todo el empeño necesario para que hoy tengamos más de 65 mil clientes, que resultan ridículos frente a la experiencia de Colombia que ha masificado el consumo interno del gas natural, teniendo a su empresa ECOPETROL como agente dinamizador.

Esta renegociación del presente gobierno demuestra que sí se puede renegociar los contratos de estabilidad, jurídica y administrativa, firmados con las empresas privadas cuando existe decisión política y conviene al interés nacional.

Cuadro N° 20
PERÚ: PROYECCIÓN DEL PARQUE AUTOMOTOR NACIONAL
(N° de Unidades)

PARQUE AUTOMOTOR	2007	2008	2009	2010	2011
GASOLINA	926,404	960,571	995,999	1,032,734	1,070,823
DIESEL	509,072	518,776	528,665	538,743	549,013
TOTAL	1,435,476	1,479,347	1,524,664	1,574,477	1,619,836
PARQUE AUTOMOTOR	2012	2013	2014	2015	2016
GASOLINA	1,110,317	1,151,267	1,193,728	1,237,755	1,283,406
DIESEL	559,479	570,144	581,012	592,088	603,375
TOTAL	1,669,796	1,721,411	1,774,740	1,829,843	1,886,781

FUENTE: Ministerio de Transportes y Comunicaciones / Período 2007 – 2016: Promedio de crecimiento del Parque Automotor – Plan Referencial de Hidrocarburos 2007 - 2016

A ello debe sumarse una campaña publicitaria, y una mayor participación de ofertantes de servicios conectados al gas natural. Muy pocos ilustran a los transportistas en particular del servicio público que utilizan las gasolinas que por razones técnicas el costo de reconversión será de más de US \$ 1200 al margen de la obsolescencia del parque automotor. Es verdad, que los automóviles que utilizan gasolinas podrán adaptarse al consumo del GNC (gas natural concentrado o también conocido como gas natural vehicular) que permitiría más economías en los costos en un porcentaje del 60 por ciento en relación a las gasolinas.

3.8. EFECTOS DEL GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO

En la actualidad, aumenta la demanda del Gas Natural producido en el país (Talara, Aguaytía y Camisea) en más de 250 millones de pies cúbicos diarios, aprovechado económicamente, en especial la mayor demanda se encuentra en la generación eléctrica, con 200 MMPCD, con las limitaciones a que obliga las características hidrológicas del Perú y en menor medida en uso industrial.

La demanda del diesel y residual ha disminuido sustancialmente en la generación eléctrica que en el año 2005 representaban el 4.4% y al año 2007 representan apenas el 1.9%, mientras que el uso del gas natural en la generación eléctrica aumentó de 17% a 27%. Esto es significativo en razón que la utilización de derivados del petróleo como el diesel y los residuales ejercen una determinación efectiva en las tarifas eléctricas, presionando a la subida de las tarifas afectando a los consumidores. Es decir, en las horas punta de mayor demanda son las centrales térmicas que utilizan diesel, las

últimas que entran al sistema determinando el costo marginal que equivale al precio en el largo plazo. Es decir, las generadoras térmicas marginan el precio. De allí que resulta un imperativo la sustitución de los viejos generadores que utilizan o queman derivados del petróleo para la generación eléctrica.

Es más, se debe tener presente que al año 2007, el 54 por ciento de la potencia instalada eléctrica en nuestro país, estimada en megavatios 4,000 (MW), está constituida por centrales y turbinas que utilizan gas natural, petróleo diesel 2, residuales, carbón. La excepción está constituida por las centrales que utilizan gas natural tales como Eléctrica de Piura del grupo Endesa, la central de Etevensa del grupo Endesa, la Unidad de Santa Rosa de Edegel del grupo Endesa y Aguaytía que consume el gas extraído de la Maple.

Por tanto, de cambiar el patrón de consumo energético basado en los derivados del petróleo por el gas natural nos permitirá tener tarifas eléctricas más económicas determinando ahorros de capital en los sectores productivos, haciéndonos más competitivos a nivel industrial.

Frente a una situación tan grave como la descrita, resulta una triste paradoja que mientras que el Perú importa carbón de Colombia/ USA, para las centrales térmicas de Enersur (Ilo) o las cementeras, en la costa del Noroeste se ventee gas natural a la atmósfera por falta de disposiciones legales que permitan su mejor aprovechamiento o la prohibición expresa del venteo o quema del gas natural, considerando que se trata de Gas Natural Asociado que se produce inevitablemente con el petróleo, que es el hidrocarburo objetivo de los productores.

En la actualidad, el Perú es un importador neto de carbón y diesel. La masificación del consumo de gas natural permitirá sustituir en parte la importación de estos productos, favoreciendo no sólo el costo de la generación de electricidad sino también el medio ambiente. La utilización de Gas Natural en reemplazo de otros energéticos como el carbón o el diesel, favorecerá el medio ambiente, dado el alto grado contaminante de éstos últimos. Además, el Gas Natural es más económico que los otros insumos y permite un mayor rendimiento en las centrales térmicas como se demostrará la producción de electricidad utilizando el gas natural es mucho más económico y racional.

Se debe mencionar que tanto el diesel 2 como los petróleos residuales están exonerados desde 1997 del pago del impuesto al selectivo de consumo de combustibles, siempre y cuando sean empresas de generación eléctrica o mineras que hayan autonomizado su parte eléctrica, como Southern Perú Copper Corp. y las centrales térmicas de Ilo I y II operadas por Enersur empresa del grupo Tractebel que consumen carbón importado pero también residuales, Egasa en la planta térmica de Mollendo y Shougang Marcona Hierro Perú con Shougesa.

Más lo evidente es que el sector eléctrico resulta hasta el momento el motor, el sector más importante en la construcción del mercado interno para el gas natural. Ello es más importante si se tiene presente que el coeficiente de electrificación del país no supera el 79.7 % de la población. Por ello, las proyecciones, teniendo en cuenta el tipo de escenario, o la fuente utilizada en millones de pies cúbicos diarios la utilización en la generación eléctrica resulta fundamental.

En verdad, la estimación realizada últimamente por el Ministerio de Energía y Minas en las proyecciones 2007/ 2016 donde se asume un escenario Hidrotérmico que resulta el más realista dado que se considera que: “la demanda de energía eléctrica tendrá un crecimiento promedio anual de 15.7 % y que la oferta eléctrica se incrementará con una combinación de centrales térmicas e hidráulicas”. Así, para el 2016, en un escenario Hidrotérmico se expresa una mayor utilización o consumo de gas natural en la generación térmica de electricidad, en el uso industrial, uso residencial, uso vehicular y exportación de LN, transitando la demanda total del en el país de 231 MMPCDC millones de pies en el 2007, para sumar los 1,438 millones de pies diarios en el 2016.

Si bien la realidad de Camisea y en un futuro de los lotes adyacentes donde se presume con un grado de confianza la existencia de mayores reservas de gas, constituyen la base para la vigencia de un nuevo patrón de consumo energético basado en el gas natural. Es importante repensar las posibilidades económicas de convertir al Perú en un exportador neto de electricidad antes que de gas natural. Si bien el mercado interno del gas tiene su llave inicial en la demanda eléctrica, para luego ampliarse a los sectores industriales, transportes, consumo residencial (ello debiera reflejarse en menores tarifas eléctricas), reiteramos que debe considerarse de prioridad la industrialización a partir del Gas de Camisea, por el camino de la petroquímica, y así mismo debe asumirse políticas que promuevan el uso de fuentes renovables como la eólica para la generación eléctrica, con lo cual se tendría una diversificación de fuentes que garanticen un flujo continuo de energía a precios razonables para nuestra economía.

Así a un mejor y mayor aprovechamiento de la producción del gas natural permitirá disminuir las tarifas eléctricas residenciales que en el presente están por encima de los US\$ 10 centavos de dólar por KW/H, expresados en soles constantes al poder adquisitivo de 1992. La masificación residencial en el uso del gas natural deberá presionar a la baja de las tarifas siempre y cuando se amplíe las facilidades de conexión a los hogares de Lima, y demás departamentos y provincias del país, lo que exige también mayores artefactos eléctricos tales como planchas, lavadoras, secadoras, termas, refrigeradoras a gas natural etc.

Esta disminución de las tarifas eléctricas residenciales, comerciales e industriales permitirá una mayor competitividad nacional y regional. Evidentemente las tarifas eléctricas en el Perú entre el período 1992 al 2007

nos ubica en el entorno latinoamericano con uno de los costos de tarifa más elevados de la región, del promedio para arriba.

Ello en razón de la determinación de las tarifas eléctricas por el productor menos eficiente que es reconocido por el sistema, que en este caso son las centrales térmicas a derivados del petróleo. En tal sentido, el desplazamiento de las centrales térmicas que utilizan derivados del petróleo como el diesel por un mejor y mayor aprovechamiento del gas natural redundará en menores tarifas eléctricas favoreciendo a los consumidores y al país.

Si bien en la actualidad existe una sobreoferta eléctrica de más del 25 por ciento y las tarifas no bajan lo que debieran bajar y por el contrario existen presiones para elevar las tarifas en barra, que asume los costos de generación, transmisión más las pérdidas que ello conlleva. De allí la necesidad nacional de utilizar intensivamente el gas natural en la generación eléctrica para tener electricidad a precios bajos, integrar eléctricamente el Perú y convertirnos en exportadores de electricidad. Ello es urgente y necesario en la medida que todos los usuarios han subsidiado y siguen subsidiando la rentabilidad del gasoducto de Camisea.

3.9. NUEVOS GASODUCTOS Y DEMANDA DE GAS EN LA REGIÓN SUR

Adicionalmente a los proyectos de Proinversión en materia de infraestructura para llevar el gas a la región de la sierra sur del país el Ministerio de Energía y Minas ha concesionado el Proyecto Gasoducto Andino del Sur a la Empresa Española Kuntur.

Desde el punto de vista del interés del país se impone la necesidad de priorizar la construcción del gaseoducto andino utilizando los propios mecanismos de mercado.

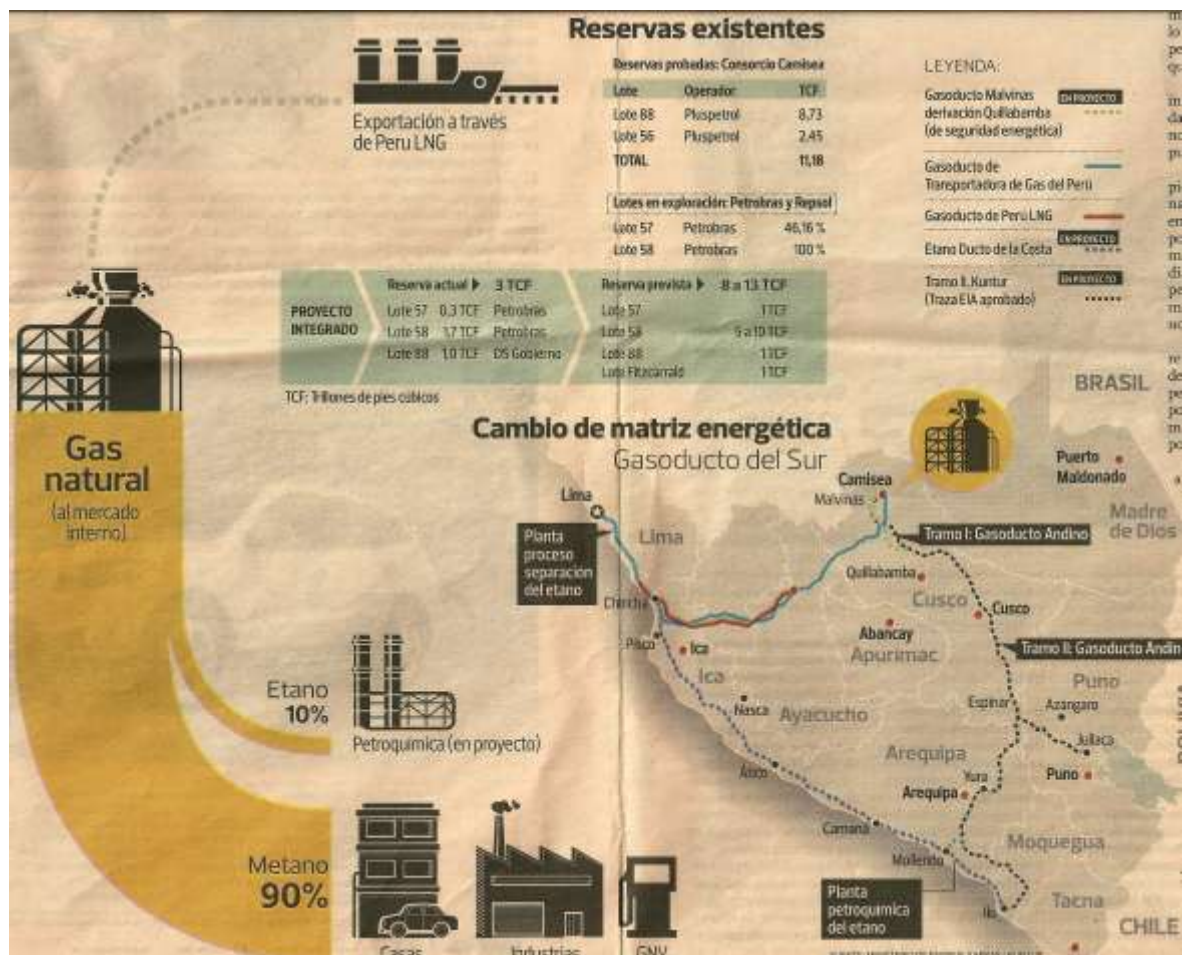
Un gaseoducto que recorra el sur andino se ligará a las demanda de los proyectos mineros como Las Bambas, Tía María, Los Chancas, Quellaveco, ampliaciones de Southern-Toquepala y Cerro Verde; con el desarrollo de polos petroquímicos, y la conversión de las plantas de generación eléctricas hacia el gas natural.

Al margen de permitir ganar ventajas competitivas a ciudades y las industrias del Cusco como Arequipa, será toda una revolución energética hacia el Macro Sur del Perú, por ello se debe ejecutar a la brevedad el Proyecto del Gaseoducto Sur Andino que asegure un mayor mercado interno para las crecientes reservas de los lotes 88, 56, 57 y 58.

El Gasoducto Sur Andino será construido en dos tramos con la finalidad de dar viabilidad y rapidez al proyecto. El primer tramo será construido hasta Quillabamba y dará respaldo y seguridad al actual Gasoducto de Camisea que lleva gas a Lima. El segundo tramo irá desde Quillabamba en el Cusco hasta Ilo en Moquegua. Ambos tramos requerirán una inversión de US\$

5,000 millones. En el Gráfico N° 47 se presenta los detalles del Cronograma de Ejecución del Proyecto Gasoducto Andino del Sur y sus posibles escenarios.

Gráfico N° 47
CRONOGRAMA DEL PROYECTO GASODUCTO ANDINO DEL SUR



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

3.10. REGULACIÓN TARIFARIA DEL GAS NATURAL

Antes de explicar en detalle la función reguladora que posee OSINERGMIN respecto al precio del gas natural, es necesario mencionar qué componentes conforman el precio de este hidrocarburo. El precio del gas natural proveniente de Camisea se define en base a cuatro componentes:

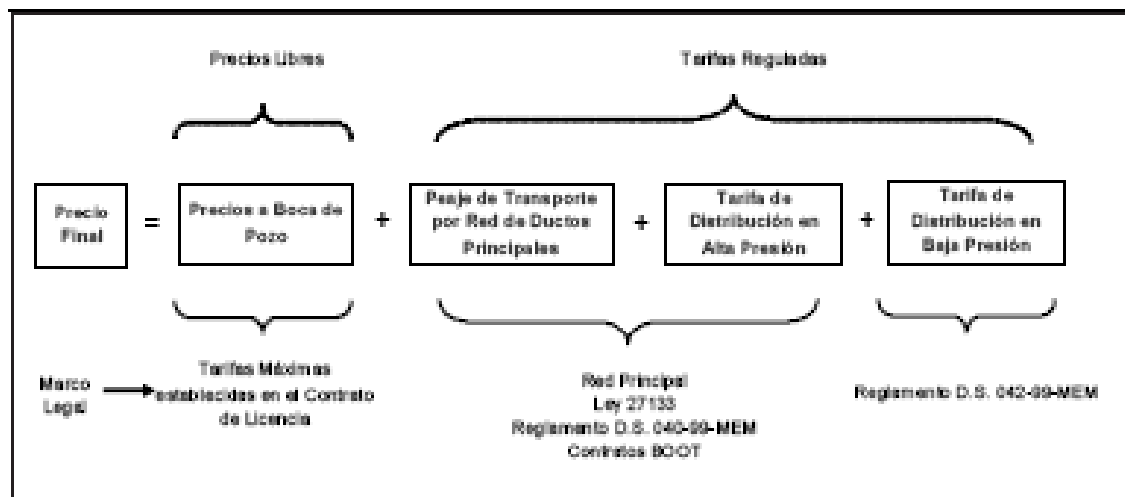
1. El precio del gas natural en boca de pozo, cuyos precios máximos se han definido en el contrato de licencia de explotación.
2. El precio o la tarifa por el servicio de la Red de Transporte desde Camisea hasta el City Gate (ducto principal).
3. El precio o la tarifa por el servicio de la Red de Distribución de Alta Presión desde el City Gate hasta el terminal de Ventanilla de ETEVENSA.

4. El precio o la tarifa por el servicio de las Otras Redes de Distribución, constituidas por las construcciones adicionales que se requieran para brindar el servicio a los usuarios industriales, comerciales y residenciales.

En este rubro se encuentran las obras del plan de crecimiento comprometido, que obliga al concesionario de distribución a una construcción que permita la atención a 70,000 clientes en el sexto año de operación.

En el Gráfico N° 48, se presenta un esquema con los distintos componentes que forman parte del precio final del gas natural para los consumidores finales en el Perú.

Gráfico N° 48
Componentes del Precio del Gas de Camisea



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

3.10.1. FIJACIÓN DE LAS TARIFAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ALTA PRESIÓN

De acuerdo al artículo 9 de la Ley No 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN (GART) es la encargada de regular los pliegos tarifarios y el cargo de la Garantía por Red Principal (GRP) de la red de transporte de gas natural de Camisea al City Gate de Lima, tomando en consideración la normatividad aplicable. De otro lado, la GART también regula las tarifas de Distribución de gas natural por Red de Ductos en Alta Presión de la Concesión de Lima y Callao correspondiente a la Red Principal del Proyecto Camisea, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 11 del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural.

Las tarifas de gas natural son diferenciadas dependiendo del tipo de cliente. En particular, las tarifas para generación de electricidad son menores a las que pagan los otros consumidores. Este diseño buscó

incentivar el consumo en este segmento. Así, los generadores obtendrían un precio inferior por el gas (2.04 US\$/MPC) en relación al obtenido por el resto de clientes (3.27 US\$/MPC). En el Cuadro No 21, se presentan las tarifas establecidas según segmento para los diversos tipos de usuario de gas natural. Los precios máximos en boca de pozo se establecieron en el contrato de licencia de explotación de Hidrocarburos en el Lote 8841 y en los contratos de servicio entre el productor y los clientes iniciales, mientras que los procedimientos para la fijación de las tarifas de transporte y distribución se establecieron en el reglamento de promoción y los reglamentos de transporte y distribución por ductos.

Cuadro N° 21
Precios Máximos y Tarifas para el Gas de Camisea
US\$/MPC

Segmento	Tipo de Cliente	
	Generador	Otros
Gas Natural Boca de Pozo	1.00	1.80
Transporte AP	0.89	1.27
Distribución AP	0.15	0.20
Precio Final AP	2.04	3.27

Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria _ OSINERG.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos _ OSINERG.

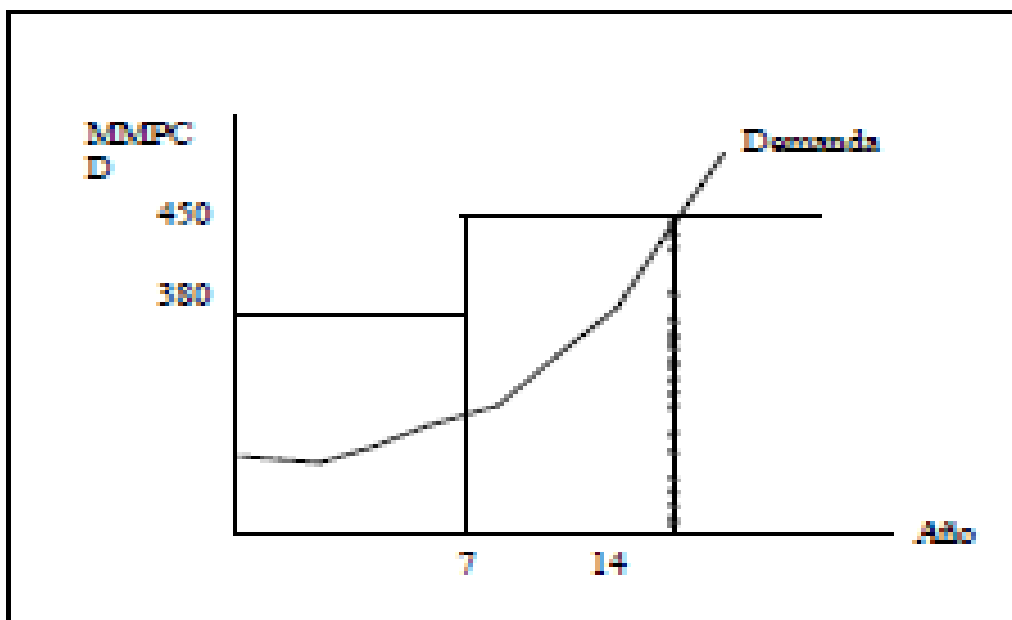
En el caso del transporte existe una tarifa base que quedó determinada por la oferta hecha por el concesionario, la cual se constituyó en el costo del servicio (valor presente de la inversión más los costos de operación y mantenimiento). La tarifa base corresponde al cociente entre el valor del costo de servicio y el valor presente de la capacidad garantizada total (demanda garantizada). Esta capacidad fue fijada en 380 MMPCD para los siete primeros años y 450 MMPCD en el período posterior como se observa en el Gráfico N° 49. Ambos cálculos toman como referencia al mes de marzo del año 2003 y se calculan con una tasa de descuento de 12%, tasa que no podrá ser modificada en los 10 primeros años de la concesión. Esta tarifa es la relevante en el caso de los contratos con los generadores eléctricos.

La tarifa para el resto de consumidores corresponde al costo medio de brindar el servicio en el largo plazo y se calcula como el cociente entre el valor presente de los ingresos garantizados (por definición igual al costo del servicio) y el valor presente de las proyecciones de las capacidades anuales contratadas (la demanda proyectada de gas natural). Esta tarifa no incluye ninguna garantía por lo que correspondería al «costo real del servicio». El costo del servicio para el transporte fue fijado en la subasta por parte del adjudicatario (el consorcio liderado por Techint) en US\$ 956.3 millones, en octubre del año 2000.

El primer período tarifario ha comenzado el 1 de mayo de 2004 y duró dos años, por lo que se aplicaron las tarifas máximas reguladas desde el inicio de la operación comercial del gasoducto en agosto de 2004. La diferencia entre el ingreso garantizado 45 y el valor de la demanda real (eléctrica e industrial) fué cubierta por los usuarios eléctricos y viene a ser la garantía del gaseoducto principal de Camisea. Esta garantía se cobró a los usuarios eléctricos finales mediante un peaje similar al existente en el caso de la transmisión eléctrica. El procedimiento consistió en hacer este cálculo en el mes de mayo de cada año y estimar el monto a garantizarse a fin de calcular un peaje en US\$ por KW/mes, el cual fué trasladado a los usuarios libres y regulados. Los ingresos mensuales recaudados por las empresas transmisoras son transferidos mensualmente a TGP mediante una entidad fiduciaria.

La garantía se extingue automáticamente cuando, a partir del quinto año de operación, la garantía por red principal resulte menor o igual a cero por un período de tres años de cálculo consecutivos; o tres años alternados en un período de cinco años consecutivos. Luego de este período se establecerá una tarifa regulada por distancia que será calculada por la GART - OSINERGMIN de tal forma que los ingresos esperados resulten iguales a los que se hubieran obtenido con una tarifa regulada única igual a la tarifa base.

Gráfico N° 49
Evolución de la Demanda Garantizada y de la Demanda Real



Fuente: Oficina de Estudios Económicos del OSINERGMIN

La garantía por red de ducto principal surgió por la necesidad de asegurar un flujo de ingresos estables para el transporte del gas a fin de hacer viable la participación de inversionistas privados en la actividad. Ello debido a que esta actividad tiene segmentos

relevantes de monopolio natural y las inversiones constituyen costos hundidos de gran magnitud. La garantía cumple la función de reducir el riesgo comercial sobre los ingresos del transportista, y facilitar el financiamiento del proyecto.

Como puede deducirse de las explicaciones anteriores, la garantía viene a ser un pago que se realiza para reconocer el costo total de brindar el servicio de transporte de gas a lo largo de la vida del Proyecto de Camisea. Este costo incluye la inversión, reconociendo el costo de oportunidad del capital, así como de operación y mantenimiento. En este sentido, no podría considerarse como una «renta», ya que su finalidad no es generar ingresos extraordinarios sino amortizar el costo medio anual del proyecto. Dado que el transporte de gas constituye un monopolio natural, resulta necesario reconocer el costo medio de la red en las tarifas y no sólo el costo marginal (como podría ser el caso de los servicios competitivos). Si no se reconociera el costo medio del servicio, no se garantizaría el equilibrio financiero del proyecto.

Dado que los principales beneficiarios del Proyecto de Camisea son, en principio, los usuarios eléctricos (debido a que el gas usado por centrales térmicas tiene menores costos que otras tecnologías), se planteó que sean aquellos los que cubran la parte de los ingresos garantizados no cubiertos con la demanda real mediante un pago adicional. El beneficio neto estimado para los consumidores eléctricos de cubrir parte de los ingresos garantizados no cubiertos con la demanda real sería positivo. Este resultado se deriva de la forma en que se habrían estructurado las tarifas de gas, las cuales, gracias a la garantía, permitirían una mayor penetración del gas natural en el despacho eléctrico con una consecuente reducción en las tarifas de generación.

3.10.2. FIJACIÓN DE TARIFAS PARA OTRAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LIMA Y CALLAO

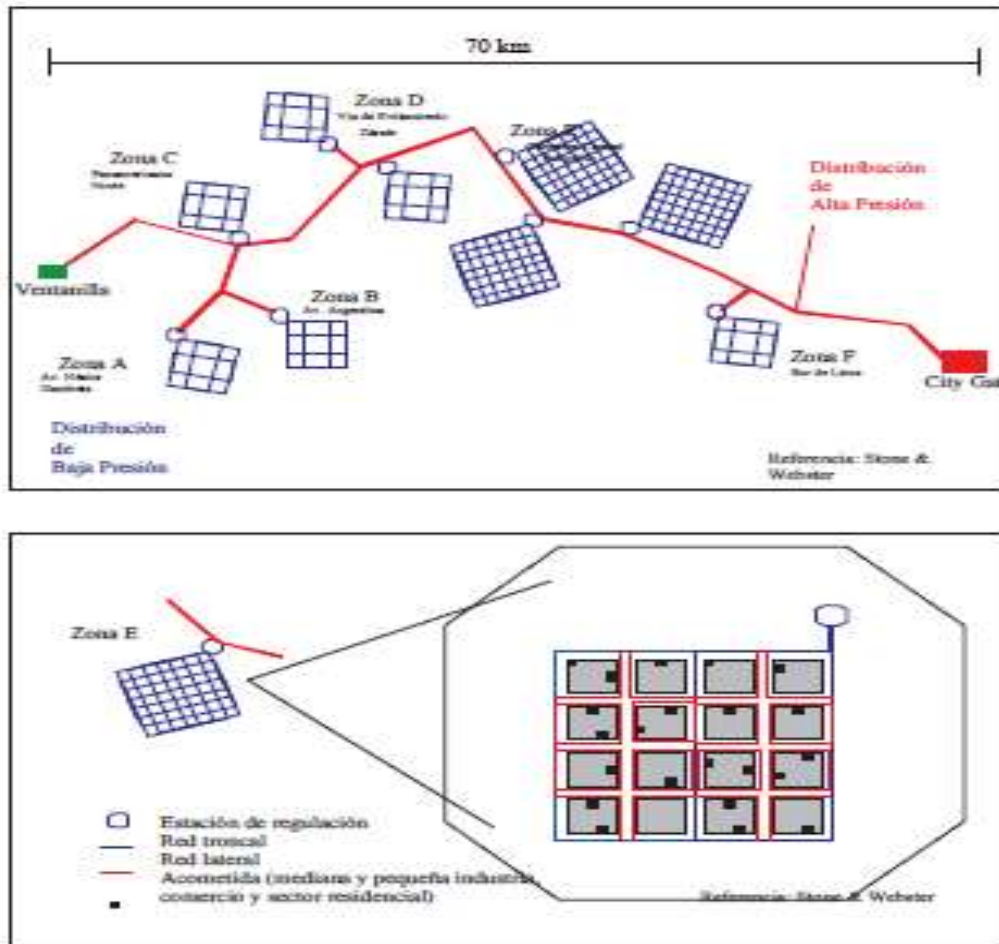
Criterios Técnicos y Económicos para la Fijación Tarifaria

El Reglamento de Distribución del Gas Natural contiene en su Título V los criterios y procedimientos que deben ser observados en la determinación de las tarifas de distribución del gas natural. En particular, estos criterios establecen en el artículo 104° del Reglamento que el sistema de distribución de gas natural por red de ductos está compuesto por:

1. La Estación de Regulación en el City Gate.
2. Las Redes de Distribución de Alta y Baja Presión.
3. Las Estaciones Reguladoras.

El conjunto de facilidades de distribución de alta y baja presión de gas natural que se pondrán en funcionamiento en Lima y Callao se presentan en el Gráfico N° 50.

Gráfico N° 50
Facilidades de Distribución de Alta y Baja Presión
de Gas Natural en Lima y Callao



Elaboración: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERG.

Entre las instalaciones previstas se encuentran el gaseoducto de distribución de alta presión que recorre todo Lima desde el City Gate en Lurín hasta la central térmica de ETEVENSA en Ventanilla, y las redes de distribución de baja presión en las zonas donde se ha proyectado un mayor consumo de gas, las cuales están conformadas por estaciones de regulación de presión, ductos de menor espesor que conforman las redes troncales y laterales de los sectores de distribución y las acometidas correspondientes a los usuarios finales.

La acometida tiene como componentes el tubo de conexión, el medidor, los equipos de regulación, la caja de protección, accesorios y válvulas de protección. La propiedad de la acometida y de las instalaciones internas será del consumidor.

Debe destacarse que según el artículo 106° del Reglamento, la tarifa de distribución es la retribución máxima que recibirá el concesionario, aplicable al consumidor.

Dicha tarifa estará compuesta por dos componentes: el margen de distribución y el margen de comercialización. Estos componentes son explicados a continuación.

Margen de Distribución

El artículo 108° del Reglamento establece que el Margen de Distribución se basa en una empresa eficiente y considera el valor presente de los siguientes componentes:

- Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución.
- Costo estándar anual de operación y mantenimiento de las redes y estaciones reguladoras.
- Demanda o consumo de los consumidores, según corresponda.
- La tasa de actualización establecida por el Reglamento (12% real anual según artículo 115° del Reglamento).

La anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las inversiones representa la retribución anual que garantiza la recuperación y la rentabilidad de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución. Dicha anualidad es calculada tomando en consideración la tasa de actualización y un periodo de recuperación de hasta 30 años. Estas inversiones están conformadas por los costos asociados a las instalaciones que son necesarias para la prestación del servicio, entre las cuales destacan las redes de acero y polietileno, así como las estaciones de regulación.

Los costos de operación y mantenimiento corresponden a costos eficientes de la distribución, comparables con valores estándares internacionales aplicables al medio, los cuales son necesarios para el sostenimiento de las otras redes de distribución, y el mantenimiento de las redes de acero, las redes de polietileno y las estaciones de regulación. Estos también incluyen a los costos variables de odorización. En detalle, los gastos de mantenimiento incluyen los gastos de protección catódica, gastos en pintura y cambio de elementos, accesorios y filtros, señalizaciones de seguridad, entre otros. Asimismo, se consideran los sueldos del personal mínimo requerido para llevar a cabo el control de las actividades de distribución, el monitoreo del sistema de despacho, el recorrido de redes y el control de fugas.

La demanda de los consumidores es calculada a partir de la proyección de los consumos de gas natural de las distintas categorías de consumidores para un horizonte de 30 años. Por su parte, las pérdidas estándares a considerar comprenderán las

pérdidas físicas y las comerciales, las mismas que no podrán superar el 2%.

Al igual que las tarifas de transporte en alta presión, las tarifas de distribución en baja presión buscan reconocer el costo de largo plazo de brindar el servicio de forma tal que se incentive el consumo en un contexto donde la demanda inicial es bastante pequeña. En el caso específico del margen de distribución (MD) de baja presión, éste vendría dado por:

$$MD = \frac{\sum_1^{30} \frac{aVNR_i + COyM_i}{(1+r)^i}}{\sum_1^{30} \frac{D_i}{(1+r)^i}}$$

Donde:

aVNR_i: Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo en el año «i».

COyM_i: Costo estándar anual de operación y mantenimiento en el año «i».

D_i: Demanda o consumo de los consumidores en el año «i».

r: Tasa de actualización (12% real anual).

i: Periodo de recuperación de hasta 30 años.

Margen de Comercialización

El artículo 116° del Reglamento establece que el Margen de Comercialización se basa en una gestión comercial eficiente y comprende:

- La anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de la inversión que se requiere para el desarrollo de la actividad comercial.
- Los costos de operación y mantenimiento asociados a la atención del consumidor.
- Los costos de facturación y cobranza (lectura, procesamiento, emisión de recibos, reparto y cobranza).

Los costos de operación y mantenimiento en comercialización corresponden a los costos necesarios para el sostenimiento de las actividades de marketing, facturación y cobranza y del servicio post-venta a los clientes. Además, consideran los sueldos del personal mínimo requerido para llevar a cabo las actividades de comercialización, promoción del servicio, manejo informático de las ventas y nuevas conexiones de clientes, entre otros.

Según el artículo 117° del Reglamento, la actividad de comercialización podrá ser efectuada por empresas comercializadoras en forma independiente a partir del décimo

segundo año de suscrito el contrato de concesión. En tanto ello no suceda, el Margen de Comercialización deberá ser facturado de la siguiente forma:

- Los costos de atención al consumidor son añadidos al Margen de Distribución.
- Los costos de facturación y cobranza son añadidos a través de un cargo fijo mensual por cliente.

Existen criterios adicionales de carácter general al diseño tarifario que el OSINERG debe observar en salvaguarda de los intereses de los consumidores así como de la inversión privada en el sector. Se debe buscar que estos criterios:

1. Remuneren correctamente los costos de la empresa y permitan una recuperación de las inversiones a la tasa establecida.
2. Reflejen los costos de desarrollo de la red.
3. Reflejen un grado de competitividad del gas natural que permita la conversión de los clientes objetivos.
4. Eviten la discrecionalidad en la asignación tarifaria y se acerquen lo más posible a un funcionamiento de mercado.

Cabe mencionar que la concepción del diseño de la tarifa de distribución considera un criterio de tipo roll-in. El modelo roll-in consiste en determinar el costo total de las redes tanto existentes como nuevas y asignarlas a todos los clientes con un criterio de uniformidad, con lo que este costo se convierte en un costo medio de largo plazo. Además de este criterio para el diseño de tarifas existe el modelo «incremental» que a diferencia del modelo roll-in tiene un enfoque marginalista para la asignación de los costos. Sin embargo, este último criterio es el de mayor aceptación en la mayoría de diseños tarifarios.

Categoría de consumidores

La Resolución N° 097-2004-OS/CD aprueba la categoría de los consumidores para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, de acuerdo al siguiente cuadro:

Cuadro N° 22
Categoría de Consumidores en Lima y Callao

Categoría	Rango de consumo (m ³ /mes)
A	Hasta 300
B	301 – 17,500
C	17,501 – 300,000
D	Más de 300,000

Fuente: Resolución N° 097-2004-OS/CD.

La categorización del consumo es importante porque permite contar con un criterio para la asignación de los costos asociados a la actividad de distribución. De este modo, se garantiza que el gas natural sea accesible en cada categoría de la demanda, teniendo en consideración las particularidades de consumo que existen al interior de cada una de ellas. Así, las categorías contempladas están vinculadas a los siguientes tipos de demanda: A (Residencial), B (Comercial), C (Industrial Menor) y D (Industrial Mayor).

Criterios de Competitividad

La competitividad ha sido evaluada a partir del margen que existe entre los costos de los energéticos sustitutos al gas natural más representativos y el pass-through, que es el precio del gas de Camisea más los costos de la Red Principal. Este margen es diferente para cada categoría de consumo determinando de este modo que se lleve a cabo una adecuada asignación de los costos de distribución en función del tipo de consumo. Es claro que este criterio no sólo busca incentivar la competitividad en el consumo (ofrecer alternativas de consumo más baratas) sino también lograr la universalidad en el acceso del gas natural al interior de cada categoría de consumo.

Con el objeto de evaluar la competitividad de los combustibles, se ha estimado el ahorro que supondría el consumo del gas natural en comparación con los energéticos sustitutos (Ver Cuadro N° 23). En el caso de la categoría A y B el combustible sustituto considerado es el GLP, mientras que para la categoría C, el precio del sustituto corresponde al diesel N° 2. En la categoría D se ha tomado al residual como combustible sustituto, aunque parte de la demanda lo constituye el parque vehicular.

Cuadro N° 23
Competitividad del Gas Natural en Lima
US\$ / MMBTU

Categorías	Pass-through	Tarifa	Total	Sustituto	Ahorro
A	4.4	4.2	8.6	17.2	50%
B	4.4	1.9	6.2	15.0	59%
C	4.4	0.7	5.0	8.2	39%
D	4.4	0.4	4.8	5.9	19%
Promedio	4.4	0.9	5.2	7.8	3%

Fuente: Informe OSINERG-GART/GDN N° 015-2004.

Se ha considerado un Factor de Actualización de 1.5 de los precios en boca de pozo incluidos en el Pass-through, de acuerdo a las fórmulas de actualización establecidas en el Contrato de Concesión del Lote 88 de Camisea. El Pass-through original es de 3.14 US\$ / MMBTU.

Elaboración: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria _ OSINERG.

Resultados del Cálculo Tarifario

En base a los criterios mencionados, el OSINERGMIN ha calculado las tarifas para las «Otras Redes» de Distribución de Lima y Callao

considerando los márgenes de distribución y comercialización calculados para cada categoría de consumo. En el Cuadro N° 24 se muestran los resultados del cálculo tarifario.

Cuadro N° 24
Estructura Tarifaria al Consumidor Final para las Otras Redes de
Distribución de Gas Natural de Lima y Callao*

Tarifa de distribución Parámetros	Unidad	OSINERG			
		A	B	C	D
Consumo por usuario	m3/mes	28.00	800.00	125,379.00	610,556.00
Cargo Variable					
Margen de distribución	US\$/mil m3	119.70	52.67	19.98	11.50
Cargo fijo	US\$/cl-mes	0.85	10.67		
	US\$/m3/día-mes			0.14	0.09
Tarifa Regulada					
Margen de Comercialización					
Costo promedio mensual	US\$/mes	4.00	53.00	2,821.00	8,797.00
Tarifa promedio	US\$/mil m3	150.00	66.00	24.00	14.00

* Un m3 equivale a 35.31 pies cúbicos. Fuente: Resolución No 097-2004-OS/CD, Resolución No 183-2004-OS/CD.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos _ OSINERGMIN.

CAPÍTULO IV: PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

4.1. LA ENCUESTA DELPHI PARA EL PRESENTE ESTUDIO

El Método Delphi consiste en interrogar individualmente, por medio de cuestionarios o a través de otros métodos que proporcionen confidencialidad a un panel de "expertos" seleccionados en función de su profesión, cultura o cargo, con el objetivo de identificar escenarios futuros en los temas de interés. Los cuestionarios se administran en sucesivas rondas, en las que se intenta, a través de la presentación de los resultados de la ronda anterior, generar pronósticos de consenso creciente. Este cuestionario no sólo contiene preguntas, sino que provee información a los miembros del panel sobre el grado de consenso y los argumentos presentados por las diferentes posiciones.

El método Delphi aprovecha la sinergia del debate en el grupo y se eliminan las interacciones sociales que existen dentro de todo grupo. De esta forma se espera obtener un consenso lo más fiable posible del grupo de expertos.

La encuesta Delphi aplicada en el presente estudio estuvo compuesta por un cuestionario de preguntas y afirmaciones; y tuvo como objetivo realizar la consulta de temas puntuales de la realidad gasífera de nuestro país.

Es así que hasta el 31 de diciembre del año 2011 se obtuvo las respuestas de 260 expertos entrevistados, especialistas del sector eléctrico peruano, que pertenecen a empresas como: ELECTROPERÚ S.A., EGENOR, EGASA, EGEMSA, EGESUR, ENERSUR, SAN GABÁN, REP, REDESUR, SEAL, ELECTROSUR, ELECTROPUNO, ELECTROSUR ESTE, PLUSPETROL, y otras.

De manera de comprender la complejidad del sector eléctrico y del manejo de la Matriz Eléctrica Peruana, el autor de la investigación durante 1 año realizó una serie de entrevistas personales a los diferentes expertos, de empresas privadas y públicas del sector eléctrico peruano. Para ello, se preparó un cuestionario que fue utilizado para las entrevistas.

Es conveniente señalar que no fue posible realizar la grabación de las entrevistas, dado que en algunos casos no se nos permitió el ingreso de una grabadora por medidas de seguridad de las empresas, y en otros casos, el entrevistado prefirió que no se grabara los temas tratados, manifestando en algunos casos que la entrevista era a título personal y no era una posición de la empresa.

Las entrevistas personales a expertos permitieron comprender la situación del gas natural en nuestro país y principalmente verificar si cualquier cambio en la Matriz Energética Peruana tendrá repercusiones en las Tarifas Eléctricas.

La encuesta Delphi fue diseñada de manera de conocer la opinión de los expertos sobre los temas relevantes a la situación del gas natural al 2030 y si se daba el cambio de la Matriz Energética Peruana en base a este energético el cambio se reflejará en una reducción de las tarifas eléctricas.

La encuesta Delphi constó de 5 preguntas cerradas, 30 afirmaciones y 18 temas. Los temas consultados estuvieron referidos a:

- Cambio de la Matriz Energética vs. Tarifas Eléctricas
- Inversión en CC. Hidroeléctricas vs. CC.Térmicas a Gas Natural
- Proyectos de Gasoductos Regionales, Centrales Eléctricas y Otros.
- La Carretera Interoceánica y la Petroquímica
- Directrices que deben ser parte de la Política Energética Nacional
- Plan Nacional de Desarrollo Energético al 2030.
- Exploración de Reservas Nuevas de Gas
- Interconexión Eléctrica con Países Limítrofes
- Inversión en Industria Petroquímica
- GNL vs. Gasoductos
- Usos del gas natural
- Mercado del gas peruano
- Exportación del gas natural
- Lobbies Nacionales e Internacionales
- Conflictos con países vecinos por temas del gas
- Asimetría en la información
- Acciones que se deben tener en cuenta para el desarrollo del gas natural (incentivos, subsidios, financiamiento)
- Consideraciones para el desarrollo del gas.

PREGUNTA 1: ¿Qué tan de acuerdo está con las siguientes afirmaciones sobre el Cambio de la Matriz Energética y sus efectos en el Sistema Tarifario Peruano?

Afirmación 1: El cambio de la Matriz Energética Peruana permite la reducción drástica de las tarifas eléctricas

De un total de 250 expertos que respondieron, el 31.8% está de acuerdo con la afirmación que “**El cambio de la Matriz Energética Peruana permite la reducción drástica de las tarifas eléctricas**” y el 17.2% está totalmente de acuerdo. Es decir, que alrededor de la mitad del total de expertos apoya dicha afirmación. Por otro lado, el 24.7% se encuentra en una posición neutral (no están seguros). Sólo el 19.2% no está de acuerdo y apenas el 6,1% del total de expertos señala estar nada de acuerdo con dicha afirmación.

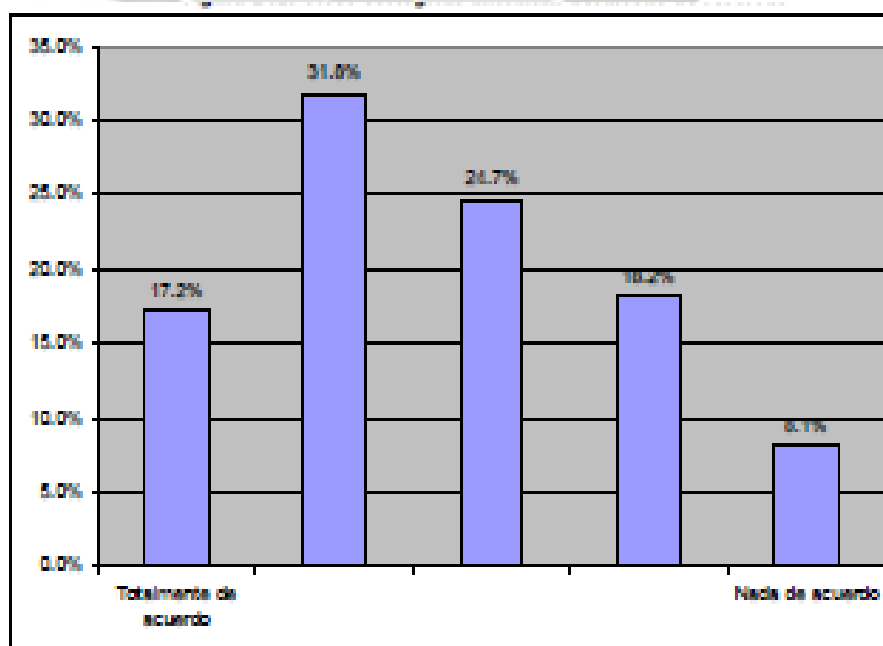
Cuadro N° 25

Totalmente de acuerdo	17.2 %
De acuerdo	31.8 %
Neutral	24.7 %
No está de acuerdo	19.2 %
Nada de acuerdo	6.1 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 51

El Cambio de la Matriz Energética Peruana permite la reducción drástica de las Tarifas Eléctricas



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 2: Concretar el cambio de la Matriz Energética Peruana para reducir las tarifas eléctricas

De un total de 232 expertos que respondieron la pregunta, el 59.4% están totalmente de acuerdo en que el Estado debe **“Concretar el cambio de la Matriz Energética Peruana para reducir las tarifas eléctricas”** el 27% de acuerdo, el 10.4% son neutrales, el 1.6% no está de acuerdo y el 1% nada de acuerdo.

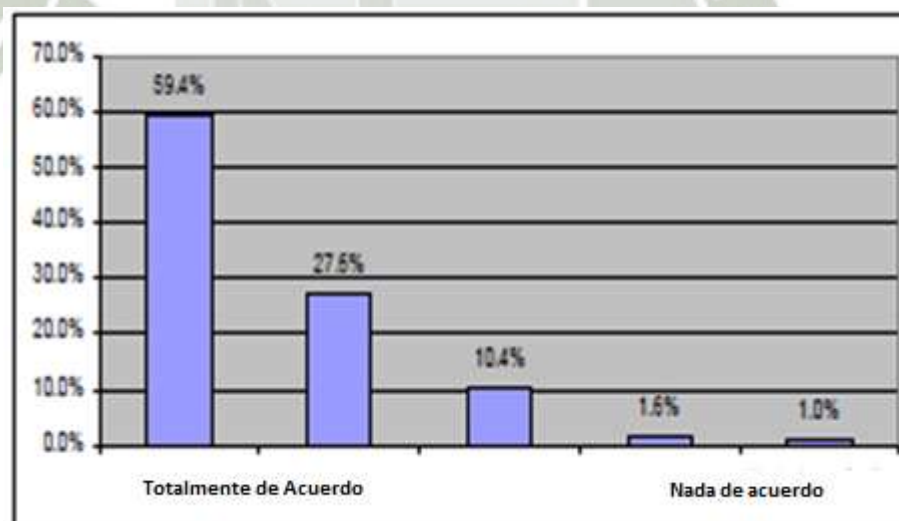
Cuadro N° 26

Totalmente de acuerdo	59.4 %
De acuerdo	27.6 %
Neutral	10.4 %
No está de acuerdo	1.6 %
Nada de acuerdo	1.0 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 52

Concretar el cambio de la Matriz Energética Peruana para reducir las Tarifas Eléctricas



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 3: Capacitación sobre el cambio de la Matriz Energética Peruana en base a gas natural que permite la reducción de las tarifas eléctricas.

De un total de 230 expertos que respondieron la pregunta, el 65.1% está totalmente de acuerdo que se realice una **“Capacitación sobre el cambio de la Matriz Energética Peruana en base a gas natural que permite la reducción de las tarifas eléctricas”**, el 19% de acuerdo, el 10.1% tiene una posición neutral y no están de acuerdo y nada de acuerdo el 5.8% restante.

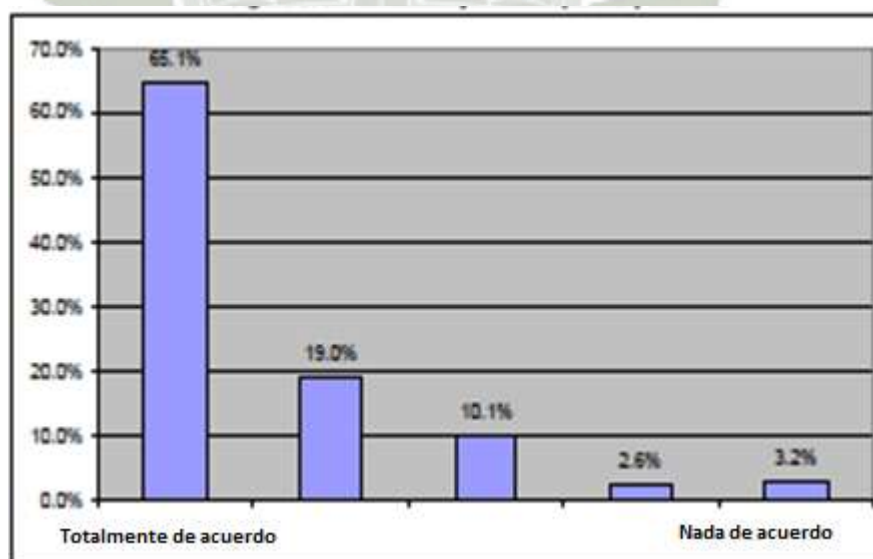
Cuadro N° 27

Totalmente de acuerdo	65.1 %
De acuerdo	19.0 %
Neutral	10.1 %
No está de acuerdo	2.6 %
Nada de acuerdo	3.2 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 53

Capacitación sobre el cambio de la Matriz Energética Peruana en base a gas natural que permite la reducción de las tarifas eléctricas.



Fuente: Elaboración Propia.

PREGUNTA II: ¿Qué tan de acuerdo está en que debe priorizar la ejecución de proyectos energéticos en base a gas natural e hidroelectricidad para el cambio de la Matriz Energética?

Afirmación 4: La generación hidroeléctrica sobrepasa mayoritariamente la generación de electricidad con gas natural en la Matriz Energética.

De un total de 250 expertos que respondieron la pregunta, el 27.4% tienen una posición neutral con la afirmación que al 2030 “**La generación hidroeléctrica sobrepasa mayoritariamente la generación de electricidad con gas natural en la Matriz Energética**”, el 23.6% no se encuentra de acuerdo, el 20.7% esta totalmente de acuerdo.

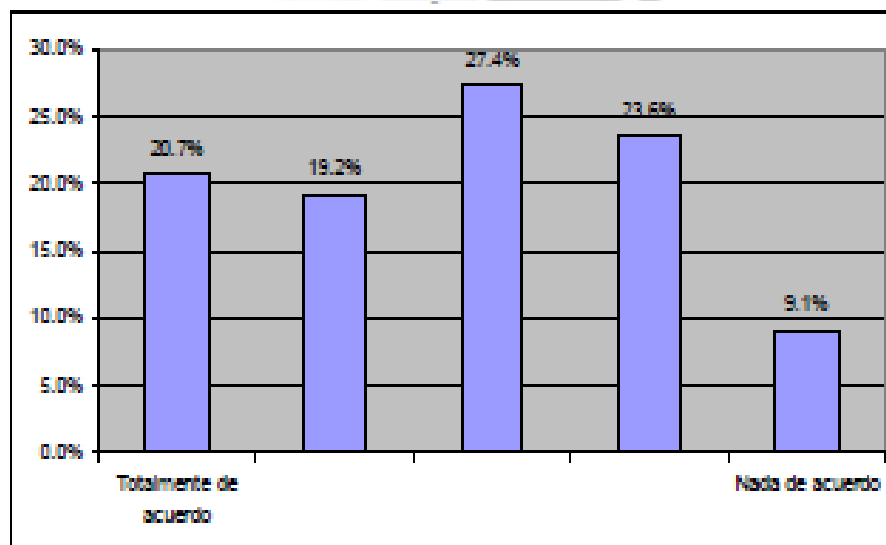
Cuadro Nº 28

Totalmente de acuerdo	20.7 %
De acuerdo	19.2 %
Neutral	27.4 %
No está de acuerdo	23.6 %
Nada de acuerdo	9.1 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico Nº 54

La generación hidroeléctrica sobrepasa mayoritariamente la generación de electricidad con gas natural en la Matriz Energética



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 5: La mayor parte del gas natural se usa en Centrales Térmicas para la generación eléctrica que se despacha en el SEIN

De un total de 250 expertos que respondieron, el 31.0% está de acuerdo con la afirmación que **“La mayor parte del gas natural se usa en Centrales Térmicas para la generación eléctrica que se despacha en el SEIN”**, el 26.7% se encuentra en neutral y el 17.1% esta totalmente de acuerdo.

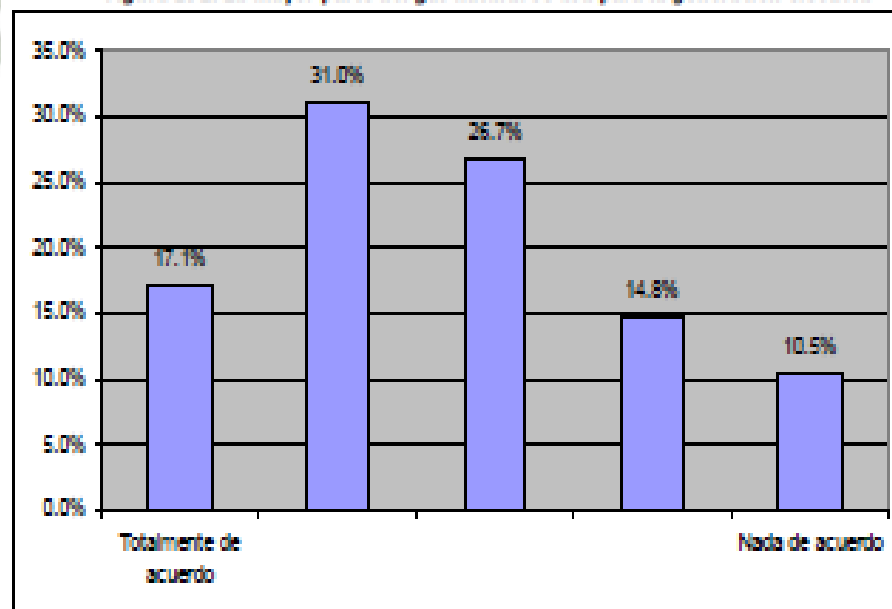
Cuadro N° 29

Totalmente de acuerdo	17.1 %
De acuerdo	31.0 %
Neutral	26.7 %
No está de acuerdo	14.8 %
Nada de acuerdo	10.5 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 55

La mayor parte del gas natural se usa en Centrales Térmicas para la generación eléctrica que se despacha en el SEIN



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 6: Gasoductos regionales se construyen con subsidio del Estado para consolidar el cambio de la matriz energética y atenuar el malestar social

De un total de 225 expertos que respondieron la pregunta, el 32.4% están de acuerdo con la afirmación que los **“Gasoductos regionales se construyen con subsidio del Estado para consolidar el cambio de la matriz energética y atenuar el malestar social”**, el 24.4% se encuentra en desacuerdo y el 20.7% tiene una posición neutral.

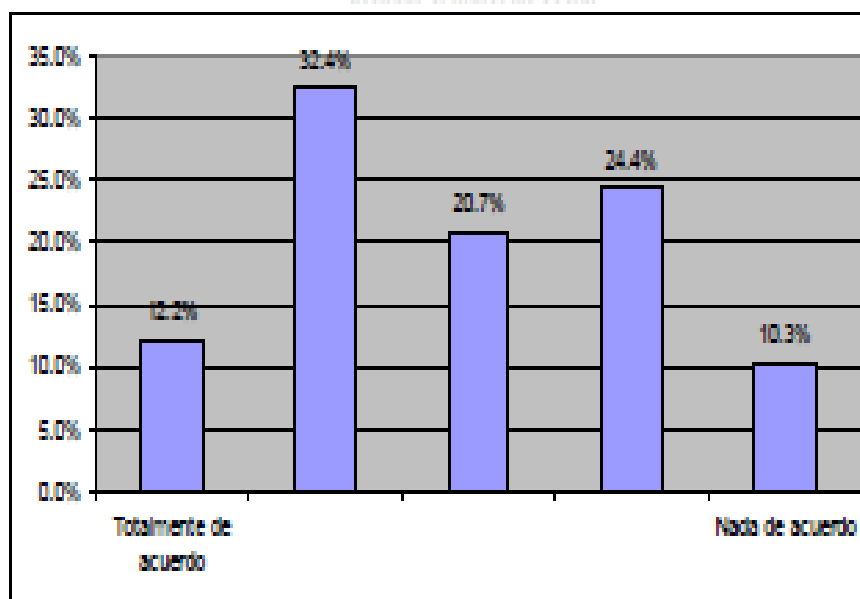
Cuadro N° 30

Totalmente de acuerdo	12.2 %
De acuerdo	32.4 %
Neutral	20.7 %
No está de acuerdo	24.4 %
Nada de acuerdo	10.3 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 56

Gasoductos regionales se construyen con subsidio del Estado para consolidar el cambio de la matriz energética y atenuar el malestar social



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 7: El Proyecto del Gasoducto Sur Andino apoya el cambio de la Matriz Energética y el desarrollo de la Macro Región Sur del Perú

De un total de 245 expertos que respondieron la pregunta, el 44.1% se encuentra de acuerdo con la afirmación que **“El Proyecto del Gasoducto Sur Andino apoya el cambio de la Matriz Energética y el desarrollo de la Macro Región Sur del Perú”**, el 25.1% se encuentra totalmente de acuerdo, y el 19.0% se encuentra en una posición neutral.

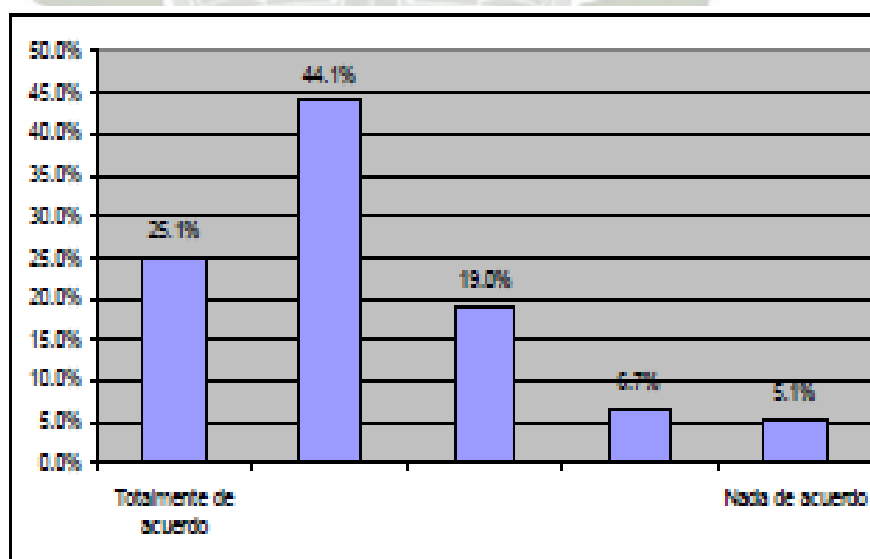
Cuadro N° 31

Totalmente de acuerdo	25.1 %
De acuerdo	44.1 %
Neutral	19.0 %
No está de acuerdo	6.7 %
Nada de acuerdo	5.1 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 57

El Proyecto del Gasoducto Sur Andino apoya el cambio de la Matriz Energética y el desarrollo de la Macro Región Sur del Perú



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 8: La utilización del gas natural en la industria petroquímica es el pivote de la actividad de Investigación y Desarrollo en el país

De un total de 230 expertos que respondieron la pregunta, el 36.3% está de acuerdo con la afirmación, que **“La utilización del gas natural en la industria petroquímica es el pivote de actividad de Investigación y Desarrollo en el país”**, el 26.9% se encuentra en una posición neutral.

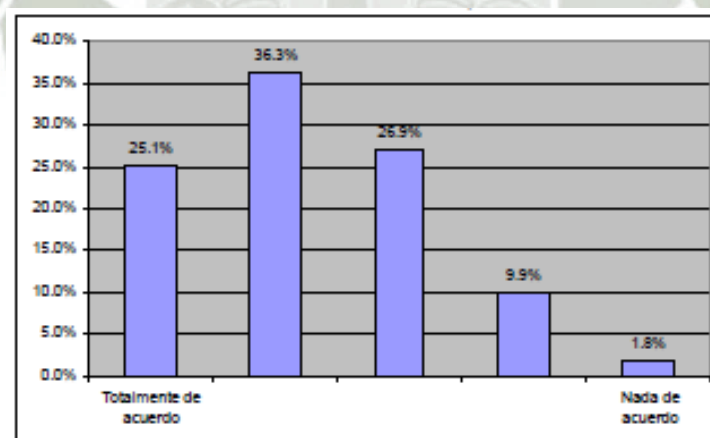
Cuadro N° 32

Totalmente de acuerdo	23.5 %
De acuerdo	36.3 %
Neutral	26.9 %
No está de acuerdo	8.8 %
Nada de acuerdo	3.6 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 58

La utilización del gas natural en la industria petroquímica es el pivote de la actividad de Investigación y Desarrollo en el país



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 9: La Carretera Interoceánica Brasil-Perú promovió el desarrollo de la industria petroquímica en el sur del Perú

De un total de 220 expertos que respondieron la pregunta, el 40.3% están de acuerdo con la afirmación que al 2030 “**La carretera interoceánica Brasil-Perú promovió el desarrollo de la industria petroquímica en el sur del Perú**”, el 20.9% se encuentra en una posición neutral, el 15% no está de acuerdo y el 12.9% está totalmente de acuerdo.

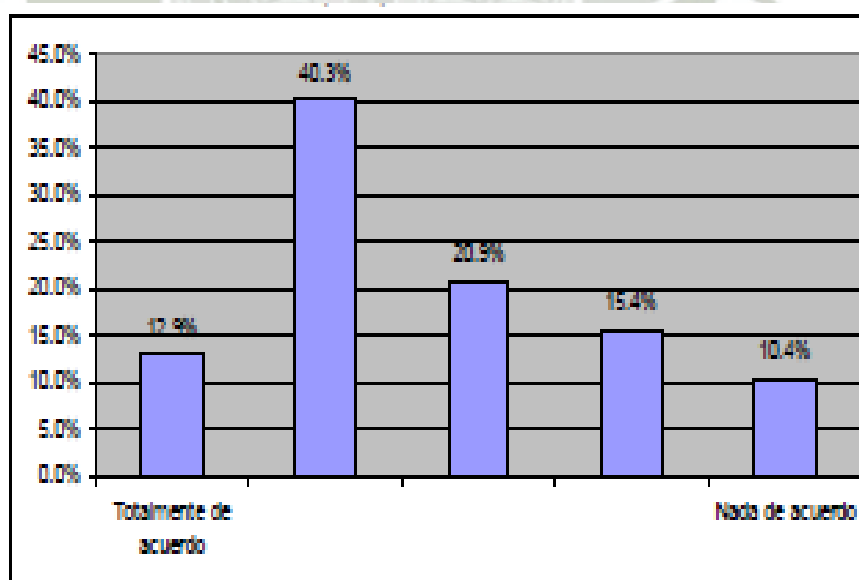
Cuadro N° 33

Totalmente de acuerdo	12.9 %
De acuerdo	40.3 %
Neutral	20.9 %
No está de acuerdo	15.4 %
Nada de acuerdo	10.4 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 59

La carretera interoceánica Brasil-Perú promovió el desarrollo de la industria petroquímica en el sur del Perú



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 10: Gasoductos Regionales se desarrollan con garantías de usuarios y son concesionados

De un total de 215 expertos que respondieron, el 31.5% están de acuerdo con la afirmación que al 2030 los **“Gasoductos regionales se desarrollan con garantías de usuarios y son concesionados”**, el 28.2% se encuentra en neutral y el 17.8% en desacuerdo.

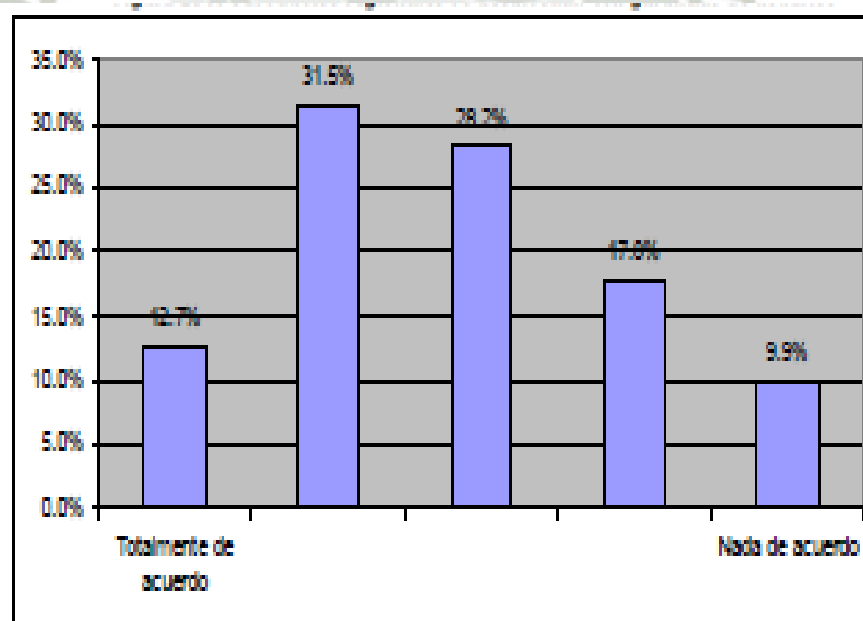
Cuadro N° 34

Totalmente de acuerdo	12.7 %
De acuerdo	31.5 %
Neutral	28.2 %
No está de acuerdo	17.8 %
Nada de acuerdo	9.9 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 60

Gasoductos regionales se desarrollan con garantías de usuarios y son concesionados



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 11: El proyecto de exportación del gas prueba ser más beneficioso que los proyectos que promueven el uso local nacional

De un total de 210 expertos que respondieron la pregunta, el 27.1% tiene una posición de total desacuerdo con la afirmación que **“El proyecto de exportación del gas prueba ser más beneficioso que los proyectos que promueven el uso local nacional”**, el 22.9% se encuentra en una posición neutral.

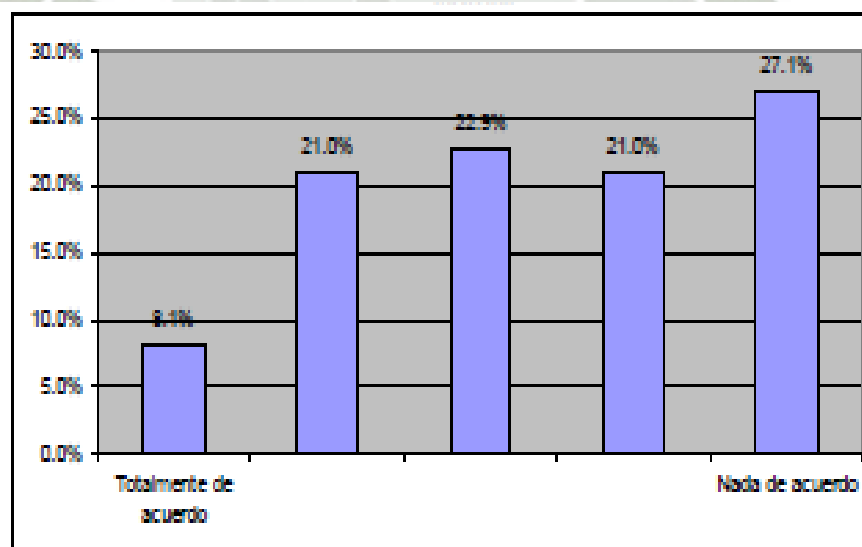
Cuadro N° 35

Totalmente de acuerdo	8.1 %
De acuerdo	21.2 %
Neutral	22.9 %
No está de acuerdo	21.0 %
Nada de acuerdo	27.1 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 61

El proyecto de exportación del gas prueba ser más beneficioso que los proyectos que promueven el uso local nacional



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 12: Lobbies internacionales dificultan la ejecución de proyectos que promueven el uso local (nacional) del gas natural

De un total de 220 expertos que respondieron la pregunta, el 27.7% se encuentra en una posición neutral respecto a la opinión de que al 2030 los **“Lobbies internacionales dificultan la ejecución de proyectos que promueven el uso local (nacional) del gas natural”**, el 26.4% están de acuerdo con la afirmación, y el 21.4% esta totalmente de acuerdo con la afirmación.

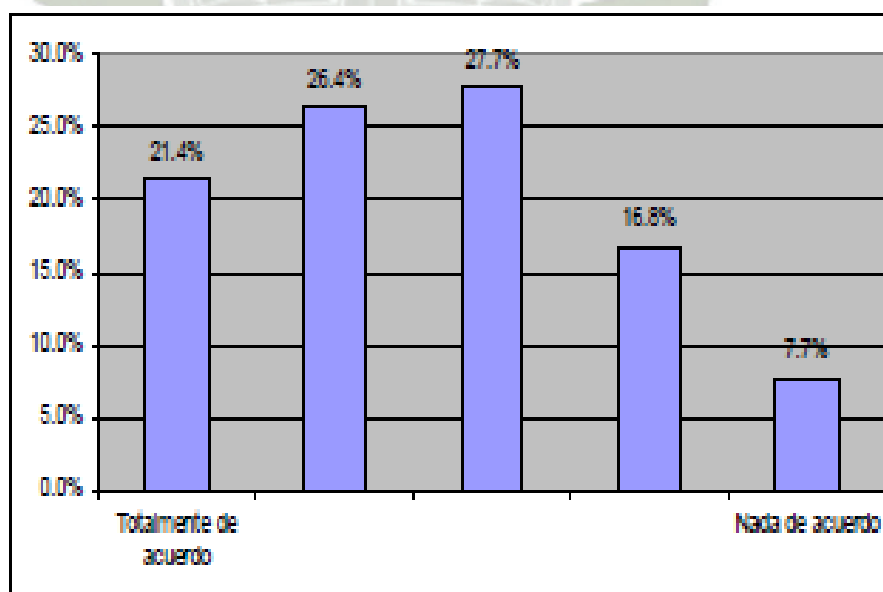
Cuadro N° 36

Totalmente de acuerdo	21.4 %
De acuerdo	26.4 %
Neutral	27.7 %
No está de acuerdo	16.8 %
Nada de acuerdo	7.7 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 62

Lobbies internacionales dificultan la ejecución de proyectos que promueven el uso local (nacional) del gas natural



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 13: El malestar en la Macro Región Sur presiona la ejecución del Proyecto del Gasoducto Sur Andino

De un total de 230 expertos que respondieron, el 38.6% está de acuerdo con la afirmación que al 2030 “**El malestar en la Macro Región Sur presiona la ejecución del Proyecto del Gasoducto Sur Andino**”, el 24.9% se encuentra en una posición neutral, y el 16.8% se encuentra en una posición totalmente de acuerdo.

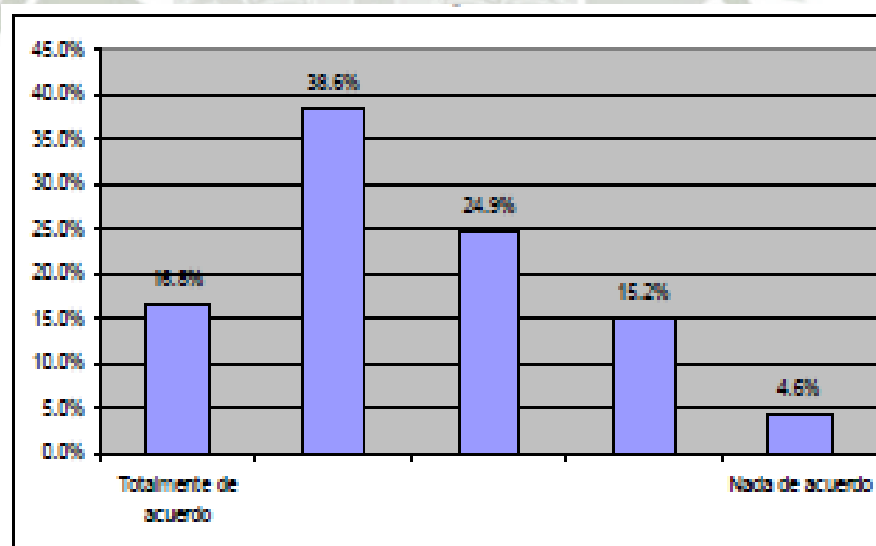
Cuadro N° 37

Totalmente de acuerdo	16.8 %
De acuerdo	38.6 %
Neutral	24.9 %
No está de acuerdo	15.2 %
Nada de acuerdo	4.6 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 63

El malestar en la Macro Región Sur presiona la ejecución del Proyecto del Gasoducto Sur Andino



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 14: Los proyectos de gasoductos regionales deben ser financiados a través de financiamiento privado mediante el sistema BOT que posibilite su inmediata ejecución.

De un total de 240 expertos que respondieron la pregunta, el 36.6% está de acuerdo con la afirmación que al 2030 **“Los proyectos de gasoductos regionales deben ser financiados a través de financiamiento privado mediante el sistema BOT que posibilite su inmediata ejecución”**, el 24.2% se encuentra totalmente de acuerdo y el 22.7% se encuentra en una posición neutral.

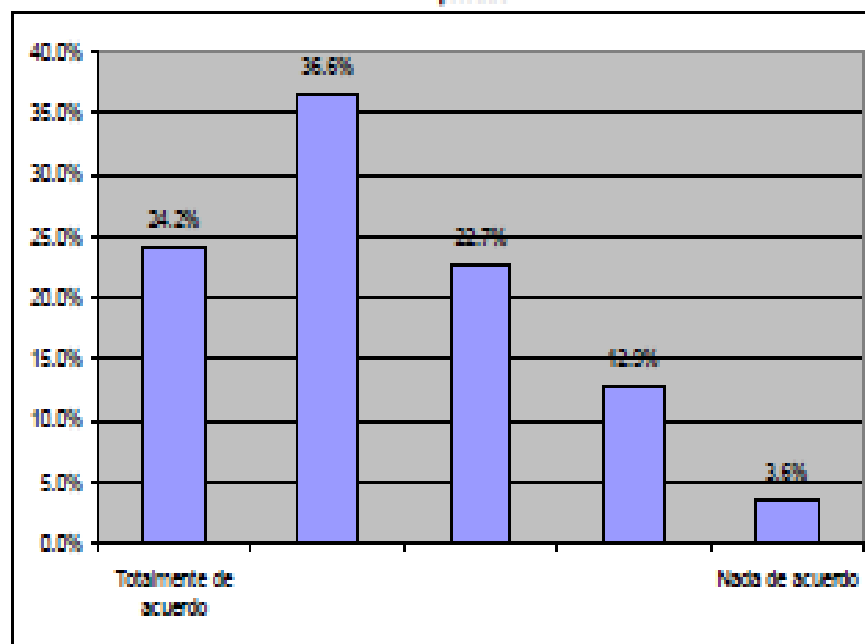
Cuadro N° 38

Totalmente de acuerdo	24.2 %
De acuerdo	36.6 %
Neutral	22.7 %
No está de acuerdo	12.9 %
Nada de acuerdo	3.6 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 64

Los proyectos de gasoductos regionales deben ser financiados a través de financiamiento privado mediante el sistema BOT que posibilite su inmediata ejecución



Fuente: Elaboración Propia.

PREGUNTA III: ¿Qué tan e acuerdo está con las siguientes afirmaciones sobre el Gas Natural del Proyecto Camisea, las nuevas reservas encontradas y su aporte de este energético al cambio de la Matriz Energética Peruana?

Afirmación 15: El Proyecto Camisea está ubicado en el Cusco y como tal ha favorecido el desarrollo de esa región y el cambio de la Matriz Energética.

De un total de 243 expertos que respondieron, el 33.2% están de acuerdo con que **“El Proyecto Camisea esta ubicado en el Cusco y como tal ha favorecido el desarrollo de esa región y el cambio de la Matriz Energética”**, el 20.0% se encuentra en una posición neutral, y el 10.1% se encuentra en una posición totalmente de acuerdo.

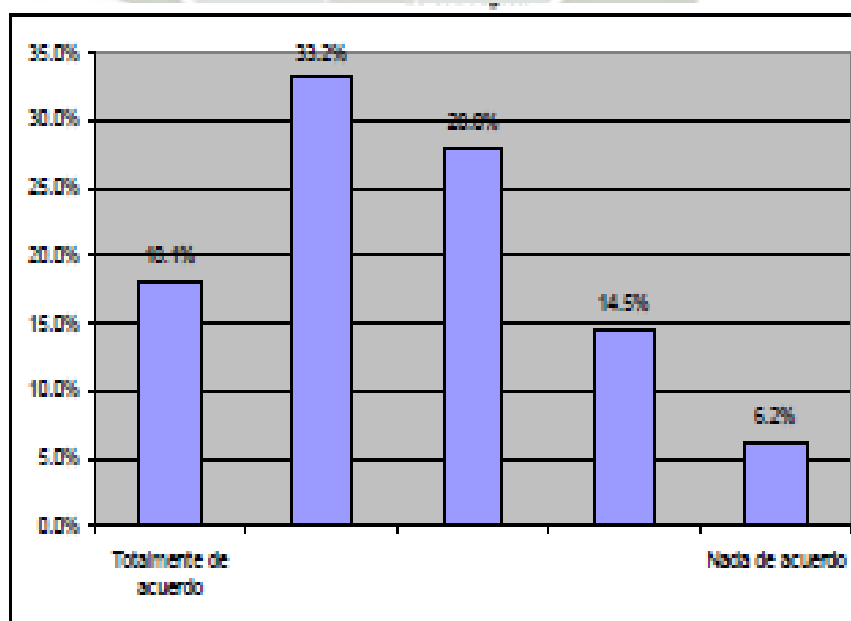
Cuadro N° 39

Totalmente de acuerdo	10.1 %
De acuerdo	33.2 %
Neutral	20.0 %
No está de acuerdo	14.5 %
Nada de acuerdo	6.2 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 65

El Proyecto Camisea esta ubicado en el Cusco y como tal ha favorecido al desarrollo de esa región y el cambio de la Matriz Energética.



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 16: Las nuevas reservas en exploración adyacentes a Camisea, son mayores a las reservas de Tarija en Bolivia.

De un total de 215 expertos que respondieron la pregunta, el 47.3% tiene una posición neutral respecto a la afirmación que **“Las nuevas reservas en exploración adyacentes a Camisea, son mayores a las reservas de Tarija en Bolivia”**, el 17.6% se encuentra de acuerdo con la afirmación, y el 15.9% se encuentra en desacuerdo.

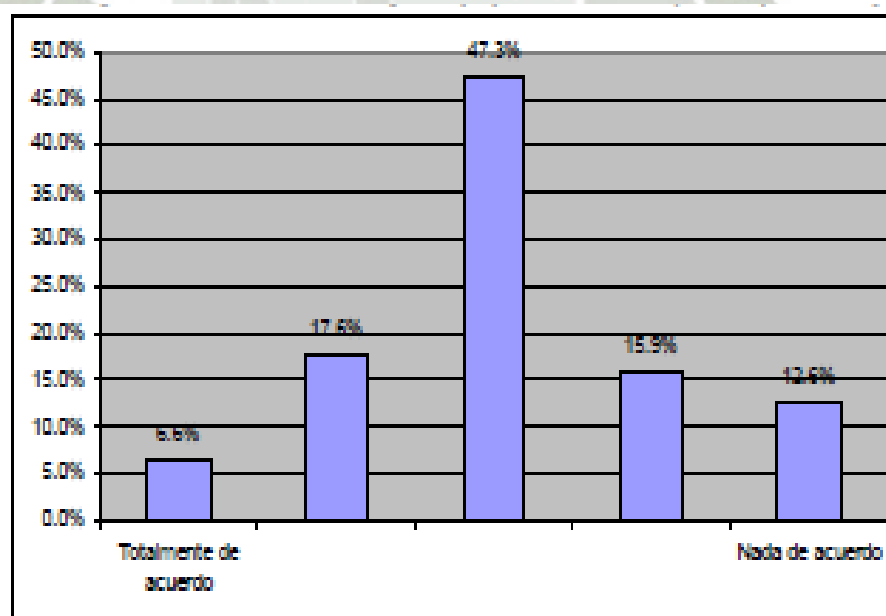
Cuadro N° 40

Totalmente de acuerdo	6.6 %
De acuerdo	17.6 %
Neutral	47.3 %
No está de acuerdo	15.9 %
Nada de acuerdo	13.6 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 66

Las nuevas reservas en exploración adyacentes a Camisea, son mayores a las reservas de Tarija en Bolivia.



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 17: El uso de gas se convierte en una opción de distribución rentable.

De un total de 230 expertos que respondieron la pregunta, el 42.3% está Totalmente de acuerdo con la afirmación, que al 2030 “el uso del gas se convierte en una opción de distribución rentable”, el 27.8% estaba de acuerdo, y el 18.5% se encontraba en una posición neutral.

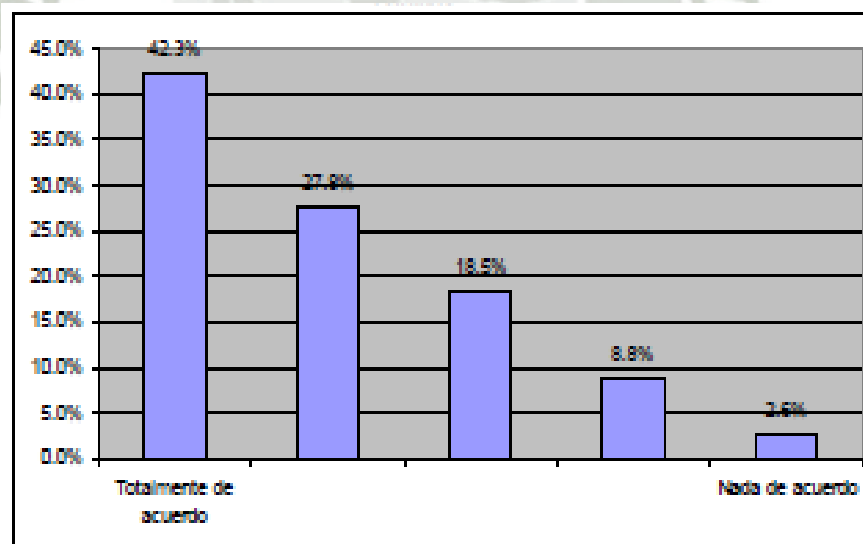
Cuadro N° 41

Totalmente de acuerdo	42.3 %
De acuerdo	27.8 %
Neutral	18.5 %
No está de acuerdo	8.8 %
Nada de acuerdo	3.6 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 67

El uso de gas se convierte en una opción de distribución rentable



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 18: El 50% de las estaciones de servicio del país venden GNV

De un total de 225 expertos que respondieron la pregunta, el 27.6% está de acuerdo con la afirmación que al 2030 “**El 50% de las estaciones de servicio del país venden GNV**”, el 21.7% se encuentran en una posición neutral, y el 18.6% no esta tan de acuerdo con esta opinión.

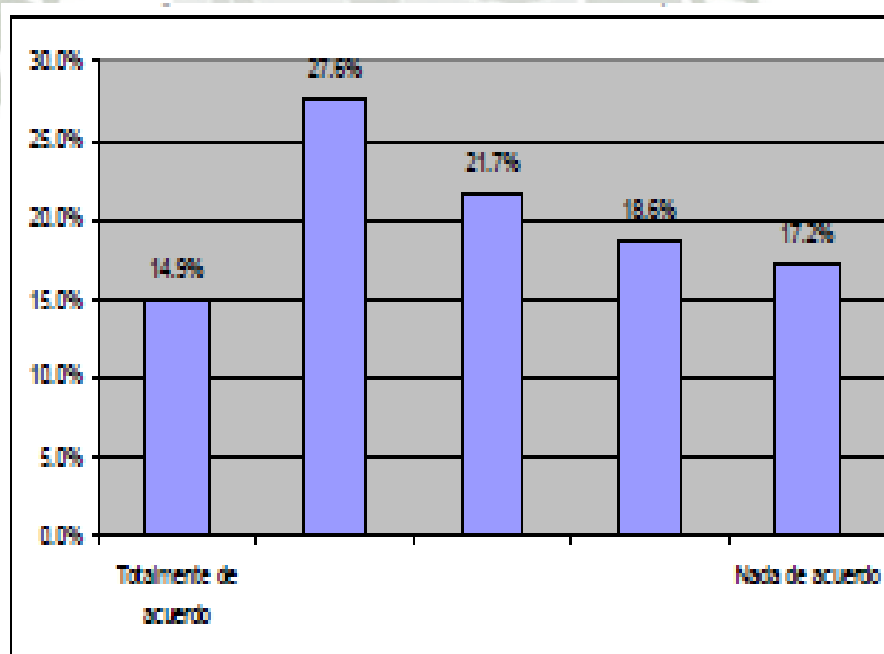
Cuadro N° 42

Totalmente de acuerdo	14.9 %
De acuerdo	27.6 %
Neutral	21.7 %
No está de acuerdo	18.6 %
Nada de acuerdo	17.2 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 68

El 50% de las estaciones de servicio del país venden GNV



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación N° 19: Actividades de responsabilidad social implementadas por las empresas de gas contribuyen al desarrollo socio-económico y atenúan el malestar social en las comunidades.

De un total de 220 expertos que respondieron la pregunta, el 33.6% está de acuerdo con la afirmación que las **“Actividades de responsabilidad social implementadas por las empresas de gas contribuyen al desarrollo socio-económico y atenúan el malestar social en las comunidades”**, el 25.3% se encuentran en una posición neutral, y el 21.2% se encuentran totalmente de acuerdo.

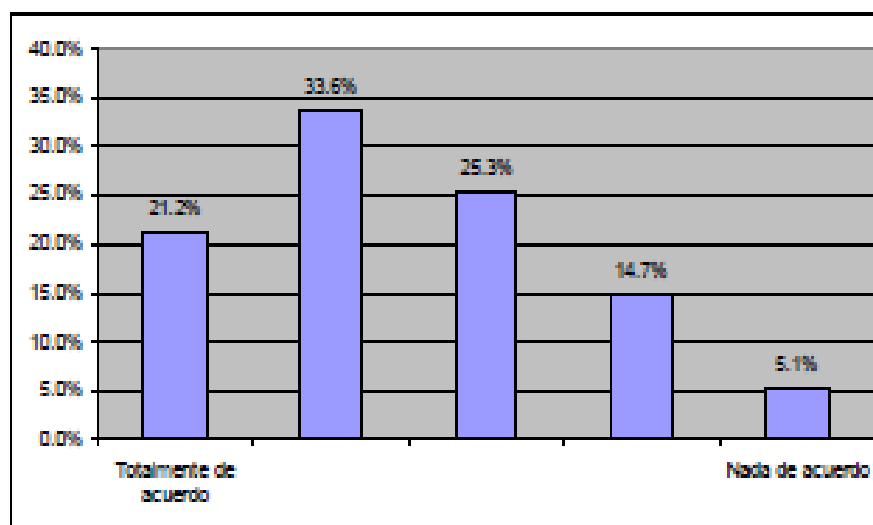
Cuadro N° 43

Totalmente de acuerdo	21.2 %
De acuerdo	33.6 %
Neutral	25.3 %
No está de acuerdo	14.7 %
Nada de acuerdo	5.2 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 69

Actividades de responsabilidad social implementadas por las empresas de gas contribuyen al desarrollo socio-económico y atenúan el malestar social en las comunidades.



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 20: El consumo doméstico es subsidiado por el sector industrial

De un total de 230 expertos que respondieron la pregunta, el 19.9% está de acuerdo con la afirmación que al 2030 “**El consumo doméstico es subsidiado por el sector industrial**”, el 17.9% se encuentra en neutral y el 32.2% en desacuerdo.

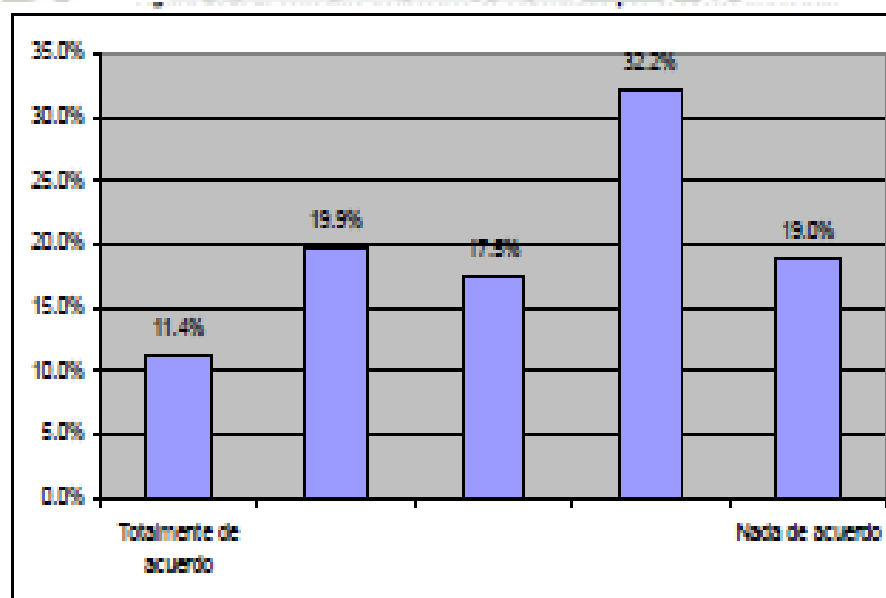
Cuadro N° 44

Totalmente de acuerdo	11.4 %
De acuerdo	19.9 %
Neutral	17.3 %
No está de acuerdo	32.2 %
Nada de acuerdo	19.0 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 70

El consumo doméstico es subsidiado por el sector industrial



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 21: Incremento del precio del GLP promueve el consumo domestico de gas natural

De un total de 228 expertos que respondieron la pregunta, el 37.0% está de acuerdo con la afirmación que al 2030 el “**Incremento del precio del GLP promueve el consumo domestico de gas natural**”, el 21.2% se encuentra totalmente de acuerdo y el 18.3% se encuentra en una posición neutral.

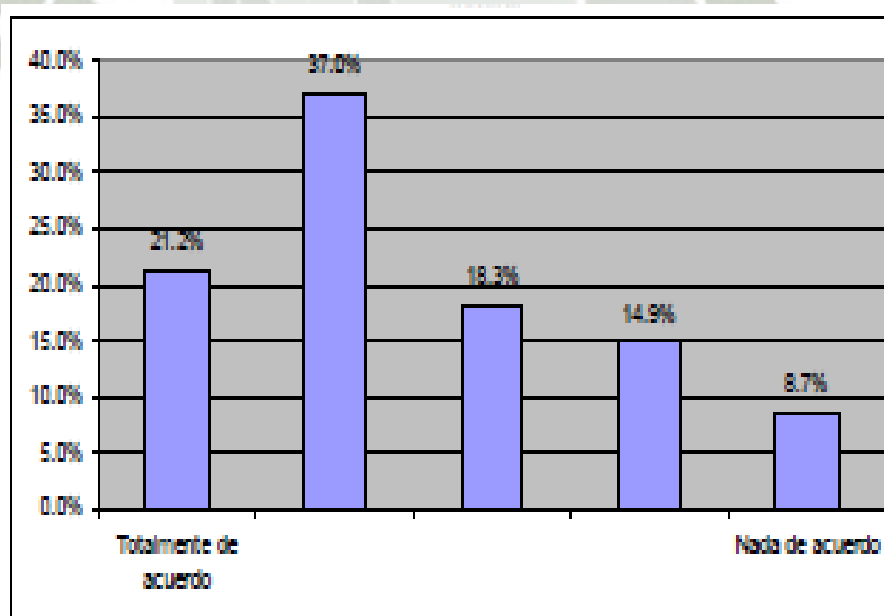
Cuadro N° 45

Totalmente de acuerdo	21.2 %
De acuerdo	37.0 %
Neutral	18.3 %
No está de acuerdo	14.9 %
Nada de acuerdo	8.7 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 71

Incremento del precio del GLP promueve el consumo domestico de gas natural



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 22: Contratos suscritos por gestiones anteriores con empresas del Consorcio Camisea dificultan el poder de negociación del actual gobierno.

De un total de 215 expertos que respondieron, el 39% están de acuerdo con la afirmación que al 2030 los **“Contratos suscritos por gestiones anteriores con empresas del Consorcio Camisea dificultan el poder de negociación del actual gobierno”**, el 29.7% se encuentra en una posición neutral, y el 15.4% se encuentra en una posición totalmente de acuerdo.

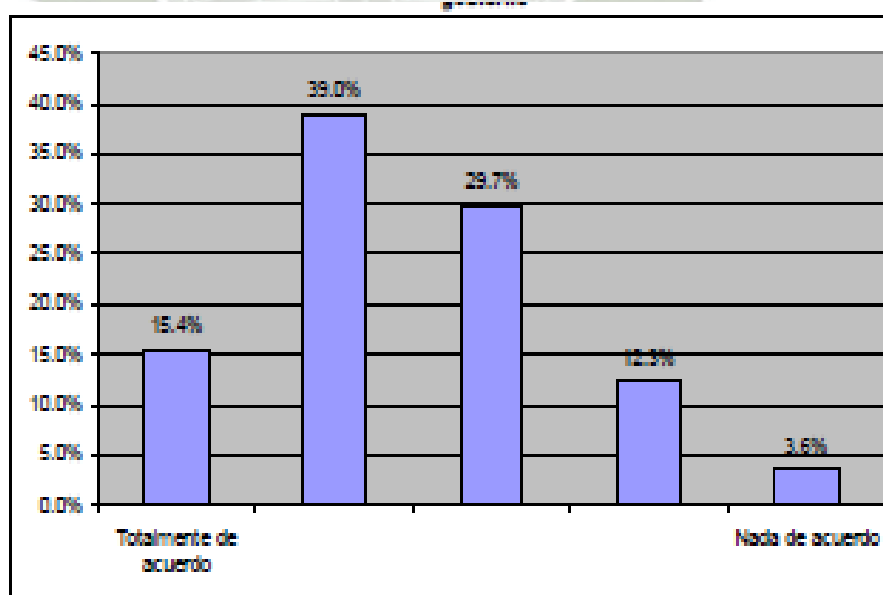
Cuadro N° 46

Totalmente de acuerdo	15.4 %
De acuerdo	39.0 %
Neutral	29.7 %
No está de acuerdo	12.3 %
Nada de acuerdo	3.6 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 72

Contratos suscritos por gestiones anteriores con empresas del Consorcio Camisea dificultan el poder de negociación del actual gobierno



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 23: Incremento de reservas de gas por nuevos descubrimientos en el país

De un total de 230 expertos que respondieron la pregunta, el 43.5% se encuentra de acuerdo con la afirmación que al 2030 existe un **“Incremento de reservas de gas por nuevos descubrimientos en el país”**, el 27.5% se encuentra en una posición totalmente de acuerdo, y el 19.7% se encuentra en una posición neutral.

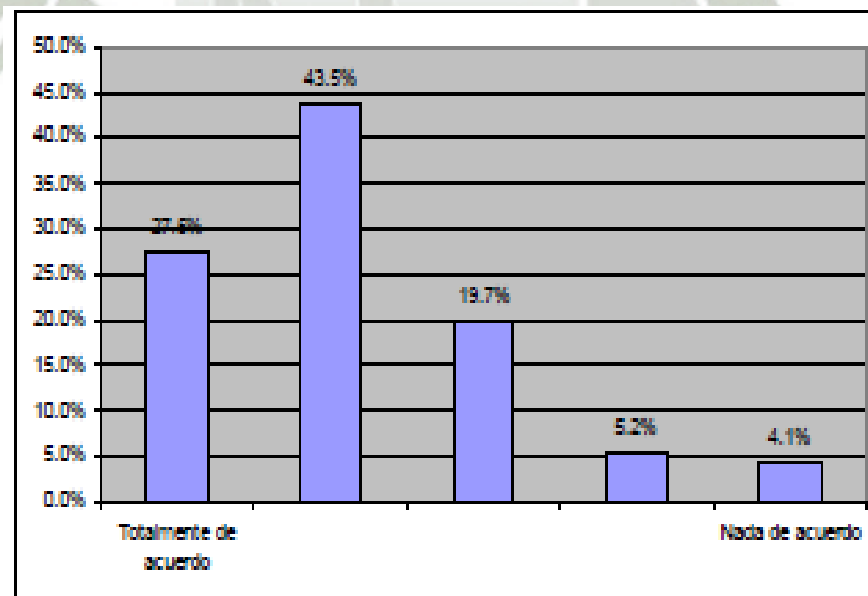
Cuadro N° 47

Totalmente de acuerdo	27.5 %
De acuerdo	43.5 %
Neutral	19.7 %
No está de acuerdo	5.2 %
Nada de acuerdo	4.1 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 73

Incremento de reservas de gas por nuevos descubrimientos en el país



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 24: Las pérdidas debido a accidentes relacionados a infraestructura de transmisión de gas se mantienen dentro de estándares internacionales

De un total de 215 expertos que respondieron la pregunta, el 37.3% se encuentra de acuerdo con la afirmación que al 2030 “**Las pérdidas debido a accidentes relacionados a infraestructura de transmisión de gas se mantienen dentro de estándares internacionales**”, el 27.5% se encuentra en una posición neutral, y el 12.4% se encuentra en una posición totalmente de acuerdo.

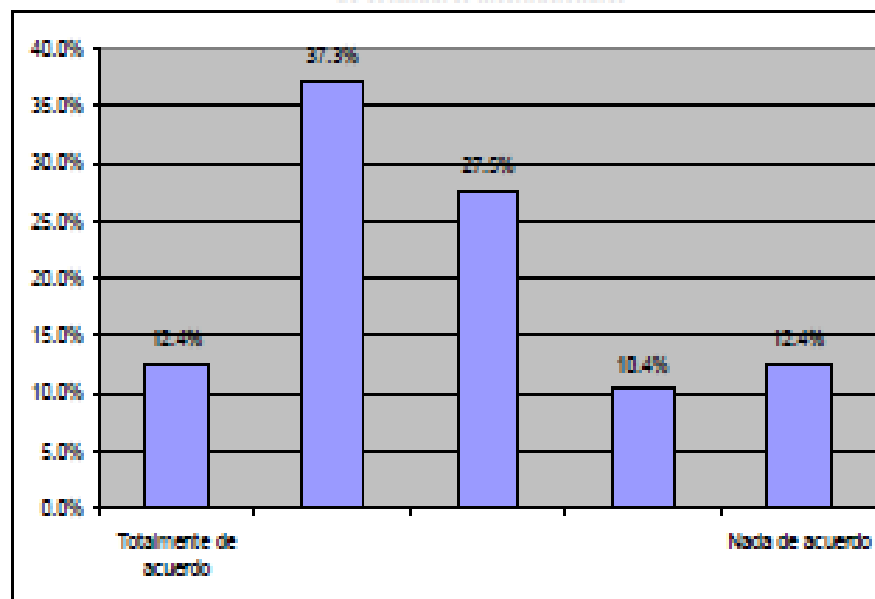
Cuadro N° 48

Totalmente de acuerdo	12.4 %
De acuerdo	37.3 %
Neutral	27.5 %
No está de acuerdo	10.4 %
Nada de acuerdo	12.4 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 74

Las pérdidas debido a accidentes relacionados a infraestructura de transmisión de gas se mantienen dentro de estándares internacionales



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 25: Los gobiernos regionales juegan un rol activo en las decisiones relacionadas con el gas

De un total de 220 expertos que respondieron la pregunta, el 41.3% está de acuerdo con la afirmación que al 2030 “**Los gobiernos regionales juegan un rol activo en las decisiones relacionadas con el gas**”, el 30.1% se encuentra totalmente de acuerdo, el 16.3% tiene una posición neutral.

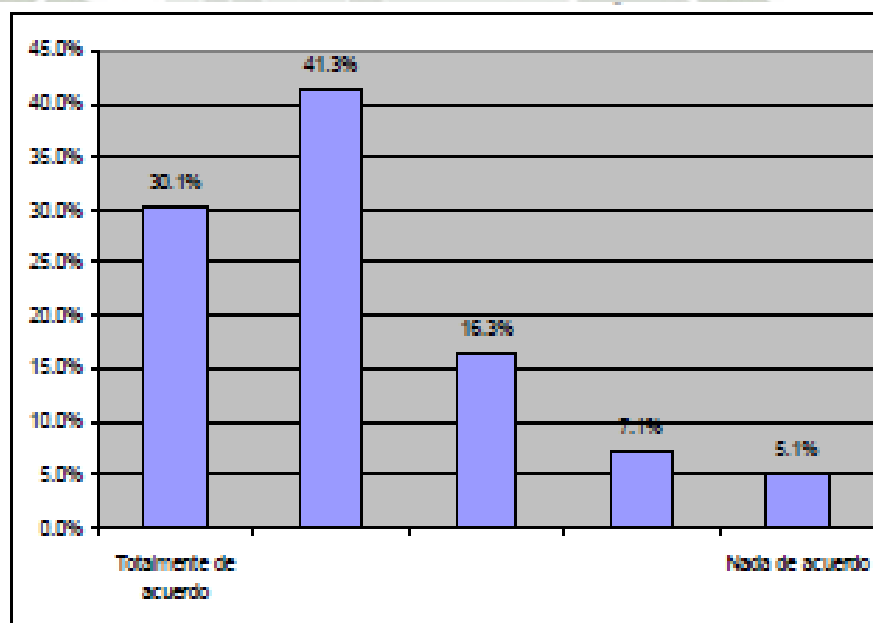
Cuadro N° 49

Totalmente de acuerdo	30.1 %
De acuerdo	41.3 %
Neutral	16.3 %
No está de acuerdo	7.1 %
Nada de acuerdo	5.1 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 75

Los gobiernos regionales juegan un rol activo en las decisiones relacionadas con el gas



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 26: Los combustibles más contaminantes pagan más impuestos

De un total de 240 expertos que respondieron la pregunta, el 33.0% está de acuerdo con la afirmación que al 2030 “**Los combustibles más contaminantes pagan más impuestos**”, el 31.0% se encuentra de acuerdo, y el 13.2% se encuentra en una posición neutral.

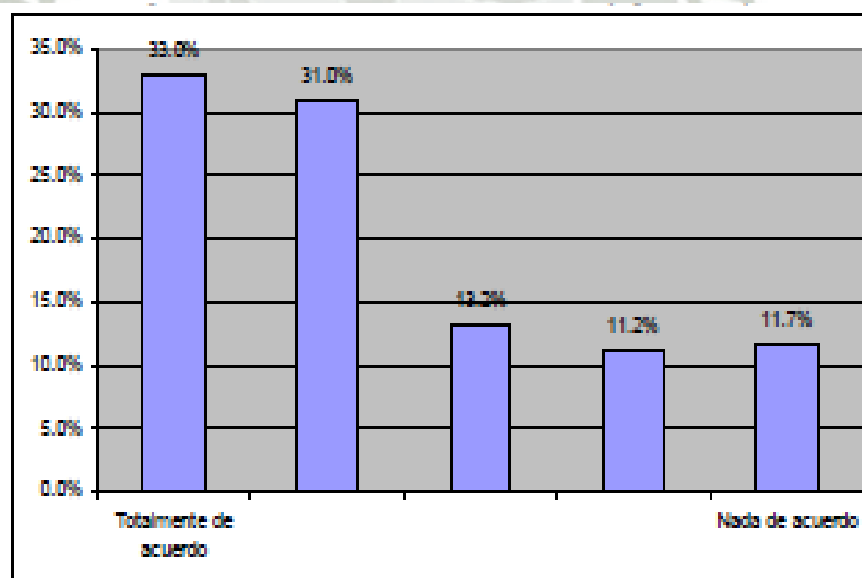
Cuadro N° 50

Totalmente de acuerdo	33.0 %
De acuerdo	31.0 %
Neutral	13.3 %
No está de acuerdo	11.2 %
Nada de acuerdo	11.7 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 76

Los combustibles más contaminantes pagan mas impuestos



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 27: Surgen problemas con países vecinos debido a temas relacionados con el gas

De un total de 240 expertos que respondieron la pregunta, el 36.0% esta de acuerdo con la afirmación que al 2030 “Surgen problemas con países vecinos debido a temas relacionados con el gas”, el 22.8% se encuentra de acuerdo y en una posición neutral.

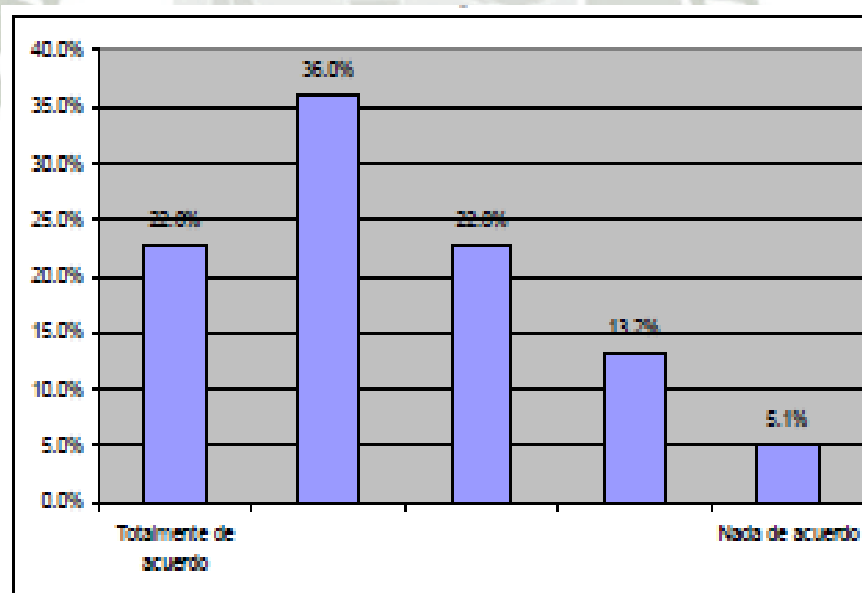
Cuadro N° 51

Totalmente de acuerdo	22.0 %
De acuerdo	36.0 %
Neutral	22.0 %
No está de acuerdo	13.2 %
Nada de acuerdo	5.1 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 77

Surgen problemas con países vecinos debido a temas relacionados con el gas



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 28: Es más fácil vender electricidad que gas a Chile

De un total de 230 expertos que respondieron, el 30.1% está de acuerdo con la afirmación que al 2030 **“Es más fácil vender electricidad que gas a Chile”**, el 24.4% se encuentra totalmente de acuerdo y un 20.7% se encuentra en una posición neutral.

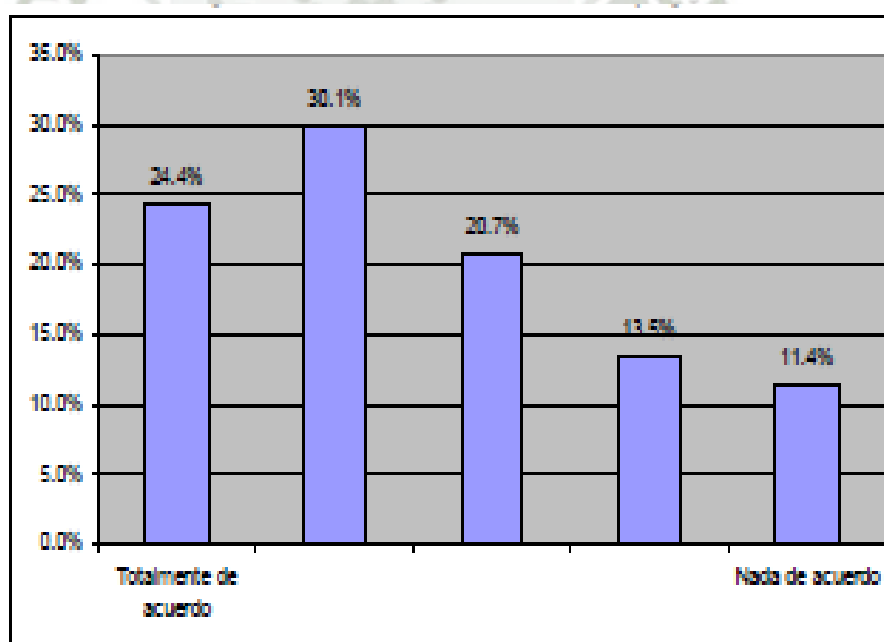
Cuadro N° 52

Totalmente de acuerdo	24.4 %
De acuerdo	30.1 %
Neutral	20.7 %
No está de acuerdo	13.5 %
Nada de acuerdo	11.4 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 78

Es más fácil vender electricidad que gas a Chile



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 29: La asimetría de información dificulta la negociación del gobierno con actores globales

De un total de 210 expertos que respondieron la pregunta, el 35.1% está de acuerdo con la afirmación que al 2030 “**La asimetría de información dificulta la negociación del gobierno con actores globales**”, el 26.7% se encuentra en una posición neutral y el 15.7% está totalmente de acuerdo.

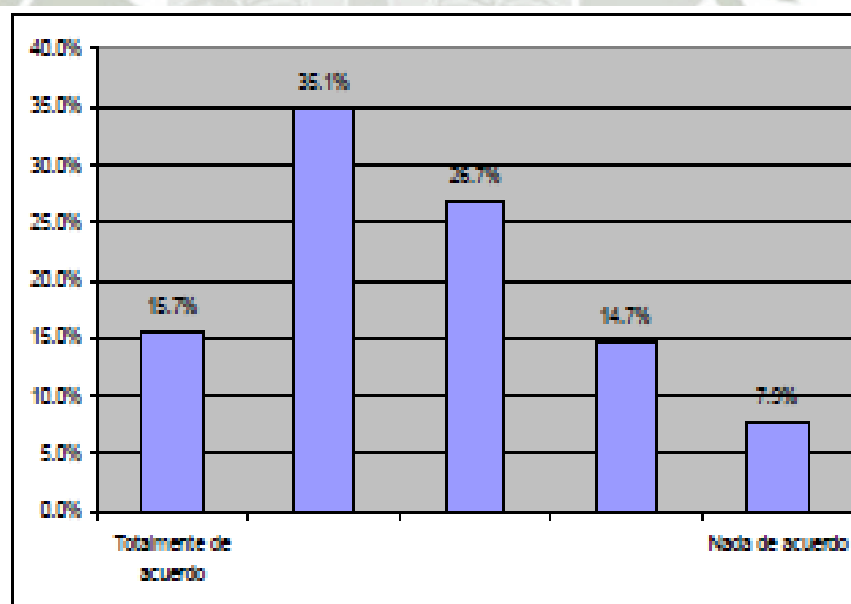
Cuadro N° 53

Totalmente de acuerdo	15.7 %
De acuerdo	35.1 %
Neutral	26.7 %
No está de acuerdo	14.7 %
Nada de acuerdo	7.9 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 79

La asimetría de información dificulta la negociación del gobierno con actores globales



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 30: El comercio con el Brasil por la Carretera Interoceánica propicia el desarrollo de la industria petroquímica en el Sur

De un total de 230 expertos que respondieron la pregunta, el 44.5% tiene una posición de acuerdo con la afirmación que al 2030 “**El comercio con el Brasil por la Carretera Interoceánica propicia el desarrollo de una industria petroquímica en el Sur**”, el 21.5% está totalmente de acuerdo, el 20.9% tiene una posición neutral.

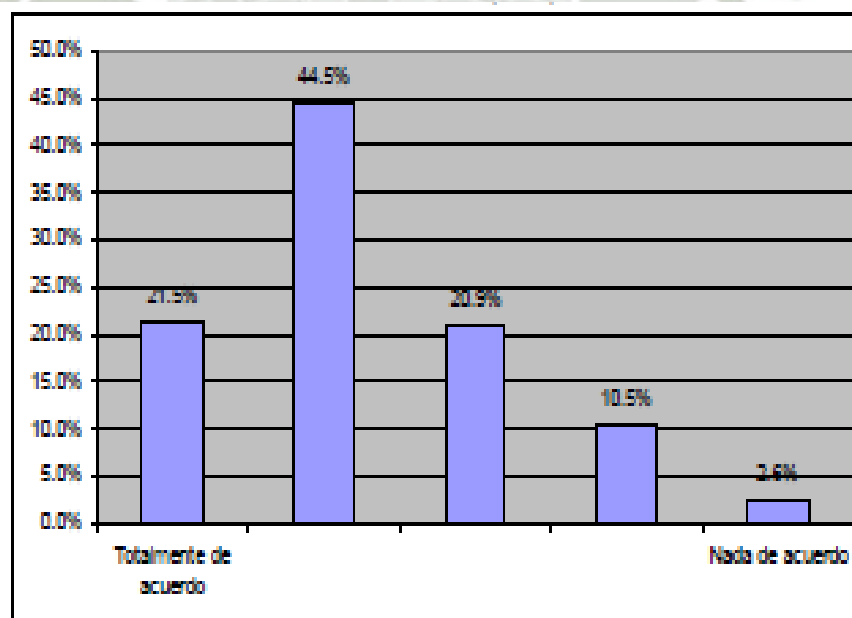
Cuadro N° 54

Totalmente de acuerdo	21.5 %
De acuerdo	44.5 %
Neutral	20.9 %
No está de acuerdo	10.5 %
Nada de acuerdo	2.6 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 80

El comercio con el Brasil por la Carretera Interoceánica propicia el desarrollo de una industria petroquímica en el Sur



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 31: El gas natural sustituye al petróleo Diesel en el transporte público

De un total de 230 expertos que respondieron la pregunta, el 38.0% esta de acuerdo con la afirmación que al 2030 “**El gas natural sustituye al petróleo Diesel en el transporte público**”, el 32.0% se encuentra totalmente de acuerdo y el 16.5% tiene una posición neutral.

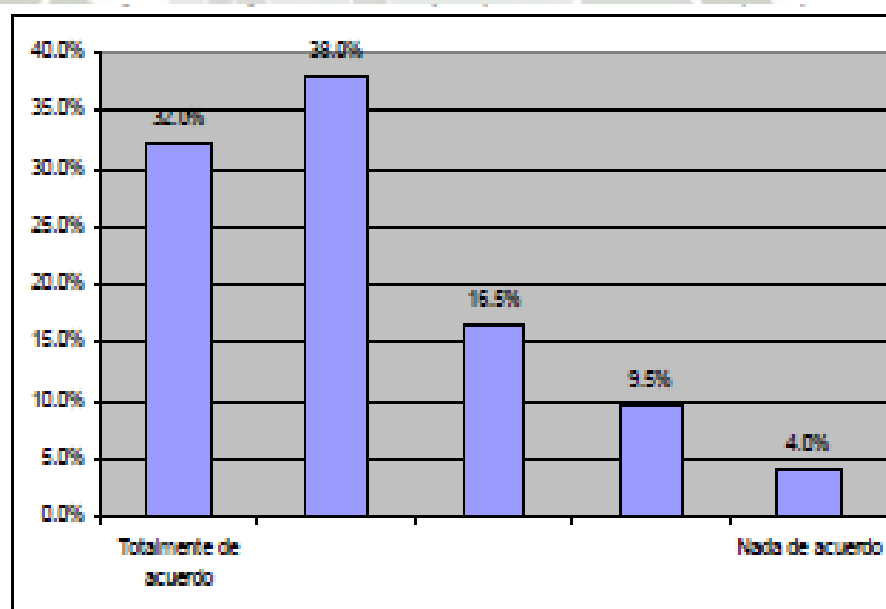
Cuadro N° 55

Totalmente de acuerdo	32.0 %
De acuerdo	38.0 %
Neutral	16.5 %
No está de acuerdo	9.5 %
Nada de acuerdo	4.0 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 81

El gas natural sustituye al petróleo Diesel en el transporte público



Fuente: Elaboración Propia.

Afirmación 32: El GNL transportado por carretera compite exitosamente con la distribución por gasoductos en la sierra

De un total de 210 expertos que respondieron la pregunta, el 27.3% está de acuerdo con que al 2030 “**El GNL transportado por carretera compite exitosamente con la distribución por gasoductos en la sierra**”, el 26.3% se encuentra en una posición neutral, y el 23.2% se encuentra en una posición en desacuerdo.

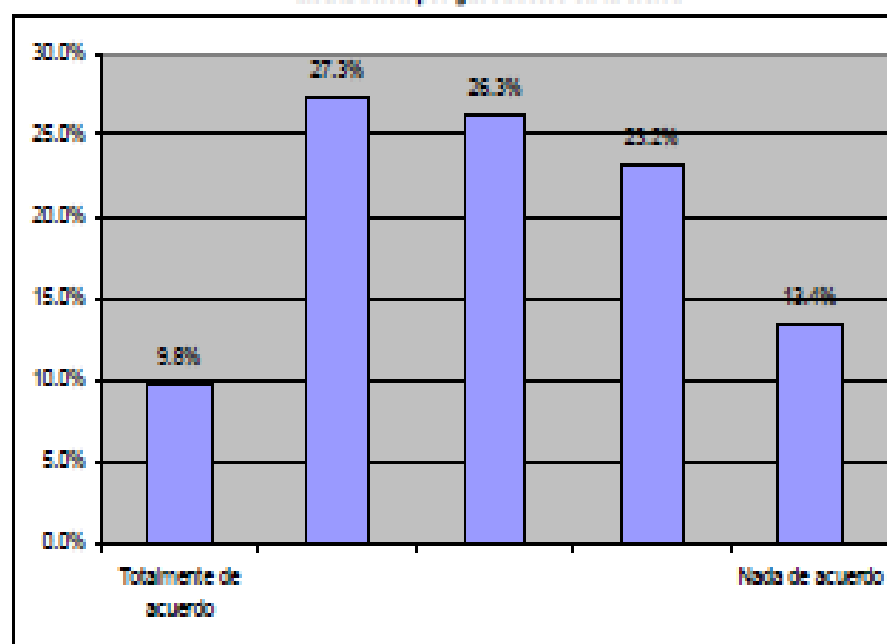
Cuadro N° 56

Totalmente de acuerdo	9.8 %
De acuerdo	27.3 %
Neutral	26.3 %
No está de acuerdo	23.2 %
Nada de acuerdo	13.4 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 82

El GNL transportado por carretera compite exitosamente con la distribución por gasoductos en la sierra



Fuente: Elaboración Propia.

PREGUNTA IV: ¿Qué tan de acuerdo está en que las siguientes normas y directrices deben formar parte de la política energética Peruana?

Tema 1: Incentivos tributarios para fomentar el consumo de gas natural en el Perú para el cambio de la Matriz Energética

De un total de 195 expertos que respondieron la pregunta, el 40.0% considera que son muy importantes los **“Incentivos tributarios para fomentar el consumo de gas natural en el Perú para el cambio de la Matriz Energética”** para apoyar el desarrollo del gas natural en Perú, el 31.4% considera que es importante, y el 14.6% tiene una posición neutral.

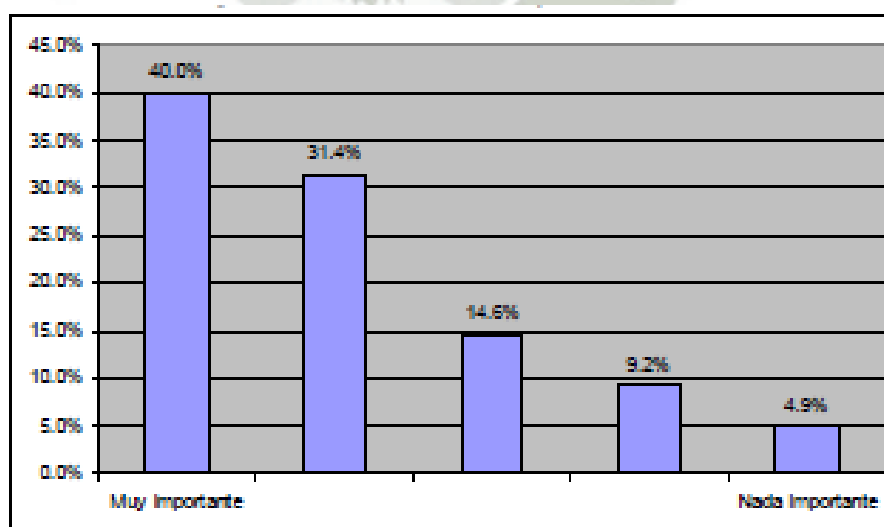
Cuadro N° 57

Muy importante	40.0 %
Importante	27.3 %
Neutral	26.3 %
Poco importante	23.2 %
Nada importante	13.4 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 83

Incentivos tributarios para fomentar el consumo de gas natural para el cambio de la Matriz Energética



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 2: Subsidios cruzados entre consumidores para apoyar el desarrollo del gas natural en Perú

De un total de 210 expertos que respondieron la pregunta, el 30.4% considera que es importante los “**subsidi**os cruzados entre consumidores para apoyar el desarrollo del gas natural en Perú”, el 29.8% tiene una posición neutral, y el 20.4% indican que es muy importante.

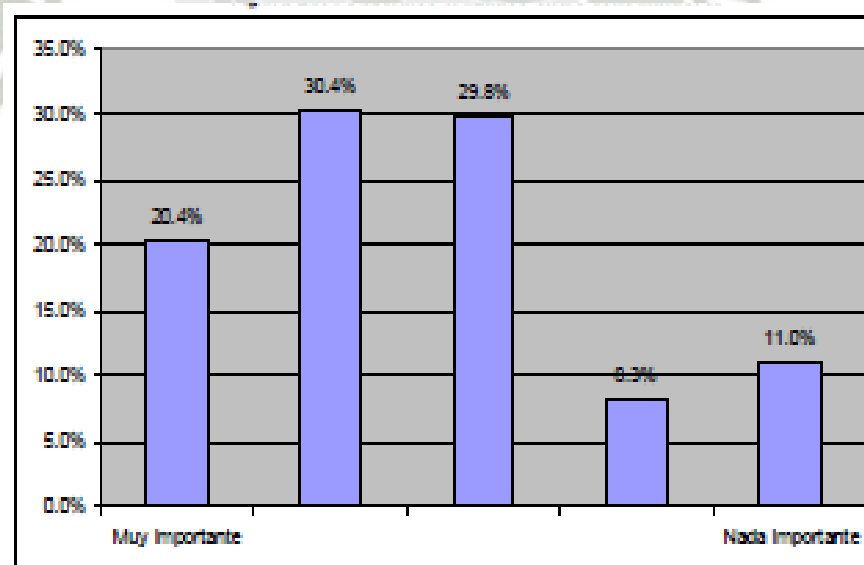
Cuadro N° 58

Muy importante	20.4 %
Importante	30.4 %
Neutral	29.8 %
Poco importante	8.3 %
Nada importante	11.0 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 84

Subsidios cruzados entre consumidores para apoyar el desarrollo del gas natural en Perú



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 3: Financiamiento de largo plazo para el acceso domestico al gas para apoyar el desarrollo del gas natural en Perú

De un total de 206 expertos que respondieron la pregunta, el 53.2% considera que es muy importante el “**Financiamiento de largo plazo para el acceso domestico al gas para apoyar el desarrollo del gas natural en Perú**”, el 30.1% considera que es importante, y el 12.4% tiene una posición neutral.

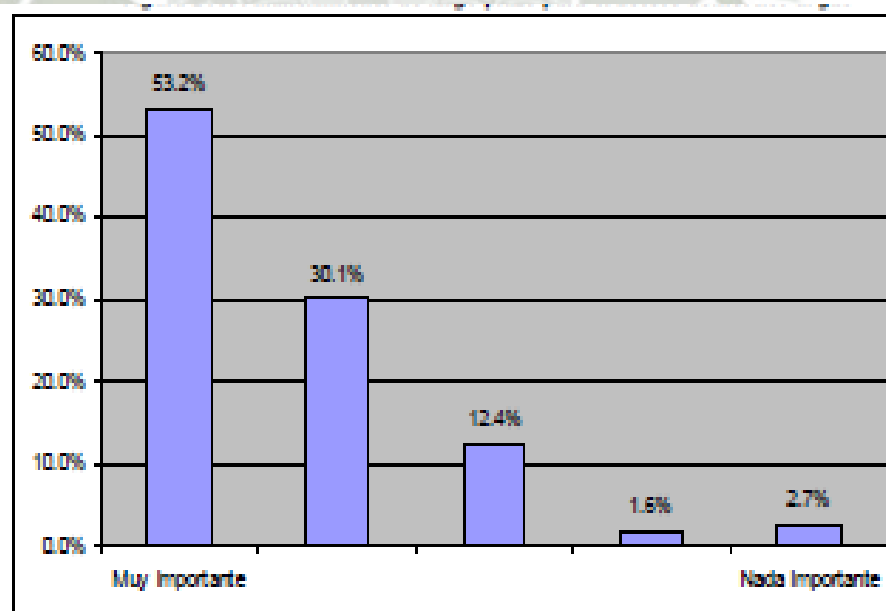
Cuadro N° 59

Muy importante	53.2 %
Importante	30.1 %
Neutral	12.4 %
Poco importante	1.6 %
Nada importante	2.7 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 85

Financiamiento de largo plazo para el acceso domestico al gas para apoyar el desarrollo del gas natural en Perú



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 4: Mayor competencia en el mercado de instalaciones para el acceso doméstico al gas natural

De un total de 185 expertos que respondieron la pregunta, el 48.4% considera que es muy importante la “**Mayor competencia en el mercado de instalaciones para el acceso doméstico al gas natural**” para apoyar el desarrollo del gas natural en Perú, el 41.4% considera que es importante, y el 4.9% tiene una posición neutral.

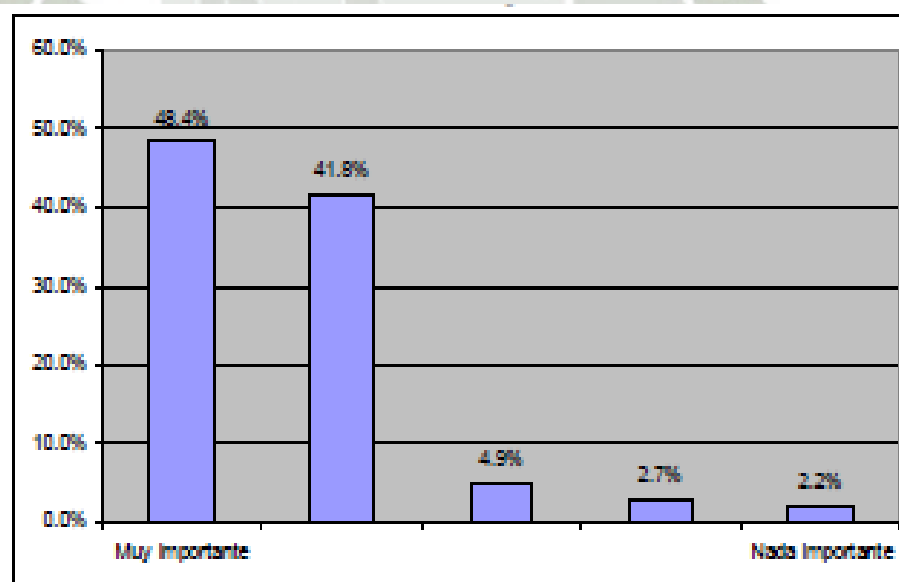
Cuadro N° 60

Muy importnate	48.4 %
Importante	41.8 %
Neutral	4.9 %
Poco importante	2.7 %
Nada importante	2.2 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 86

Mayor competencia en el mercado de instalaciones para el acceso doméstico al gas natural



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 5: Financiamiento vía Canon Gasífero para las universidades en investigación y desarrollo en ciencias relacionadas a la energía térmica en base a gas natural

De un total de 198 expertos que respondieron la pregunta, el 50.0% considera que es muy importante el “**Financiamiento vía Canon Gasífero para las universidades en investigación y desarrollo en ciencias relacionadas a la energía térmica en base a gas natural**” para apoyar el desarrollo del gas natural en Perú, el 29.3% considera que es importante, y el 10.6% tiene una posición neutral.

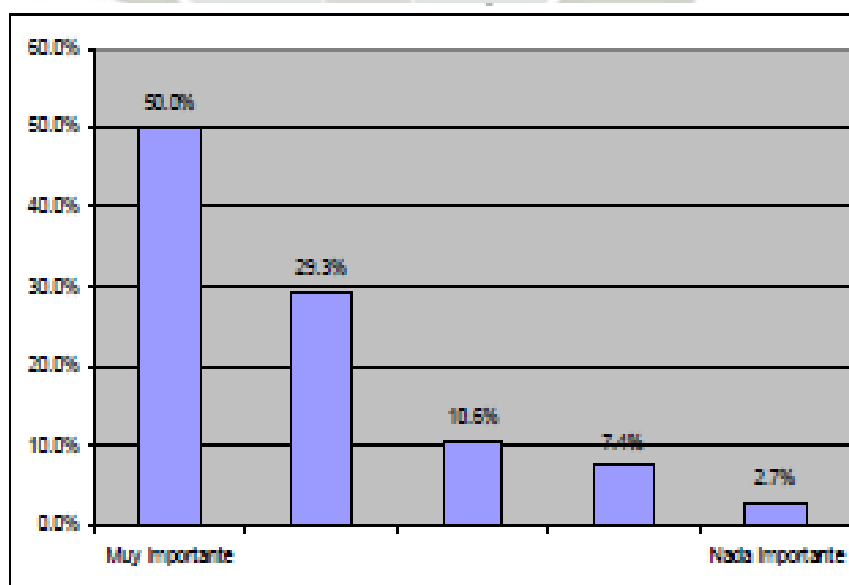
Cuadro N° 61

Muy importante	50.0 %
Importante	29.3 %
Neutral	10.6 %
Poco importante	7.4 %
Nada importante	2.7 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 87

Financiamiento para las universidades vía Canon Gasífero en investigación y desarrollo en ciencias relacionadas a la energía térmica en base a gas natural



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 6: Renegociación de contratos de concesión de los Gasoductos

De un total de 205 expertos que respondieron la pregunta, el 31.1% considera que es muy importante la “**Renegociación de contratos de concesión de los Gasoductos**” para apoyar el desarrollo del gas natural en Perú, el 30.1% tiene una posición neutral y el 28.4% considera importante esta actividad.

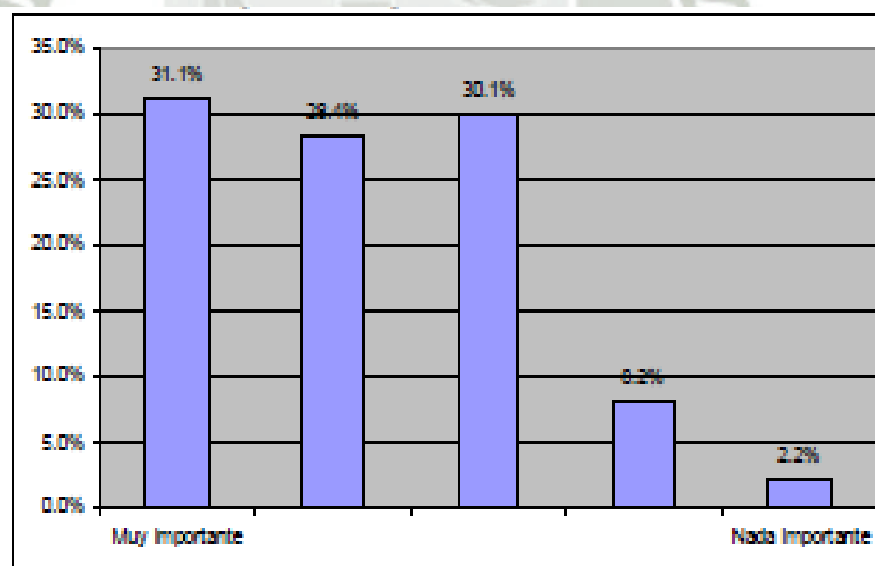
Cuadro N° 62

Muy importante	31.1 %
Importante	28.4 %
Neutral	30.1 %
Poco importante	8.2 %
Nada importante	2.2 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 88

Renegociación de contratos de concesión de los Gasoductos



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 7: El país debe interconectarse con Líneas de Transmisión el Alta Tensión con países vecinos

De un total de 197 expertos que respondieron la pregunta, el 29.9% considera que es muy importante que **“El país debe interconectarse con Líneas de Transmisión en Alta Tensión con países vecinos”** para apoyar el desarrollo del gas natural en Perú, el 28.9% esta de acuerdo y el 25.1% tiene una posición neutral.

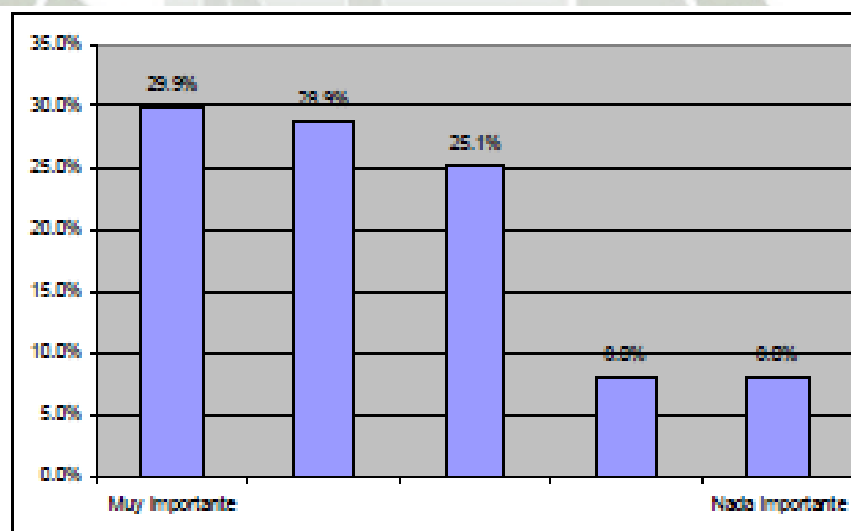
Cuadro N° 63

Muy importante	29.9 %
Importante	28.9 %
Neutral	25.1 %
Poco importante	8.8 %
Nada importante	8.8 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 89

El país debe interconectarse con Líneas de Transmisión en Alta Tensión con países vecinos



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 8: Las universidades y las empresas deben vincularse con la investigación tecnológica de productos de mayor valor agregado que usen energía

De un total de 198 expertos que respondieron la pregunta, el 62.8% considera que es muy importante que **“Las universidades y las empresas deben vincularse con la investigación tecnológica de productos de mayor valor agregado que usen energía”** para apoyar el desarrollo del gas natural en Perú, el 22.9% esta de acuerdo y el 7.4% tiene una posición neutral.

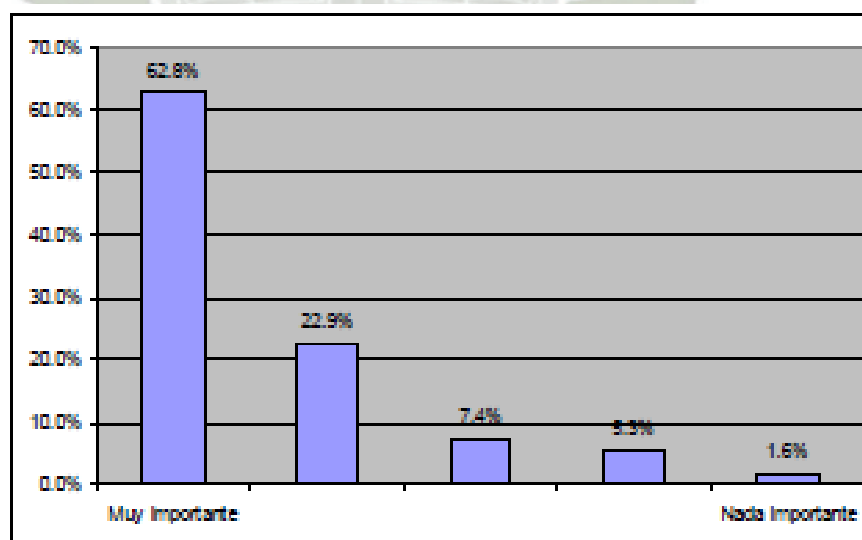
Cuadro N° 64

Muy importante	62.8 %
Importante	22.9 %
Neutral	7.4 %
Poco importante	5.3 %
Nada importante	1.6 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 90

Las universidades y las empresas deben vincularse con la investigación tecnológica de productos de mayor valor agregado que usen energía



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 9: Campañas para desarrollar una cultura de consumo domestico de gas natural

De un total de 197 expertos que respondieron la pregunta, el 50.8% considera que es muy importante que se den **“Campañas para desarrollar una cultura de consumo domestico de gas natural”** para apoyar el desarrollo del gas natural en Perú, el 31.6% está de acuerdo y el 13.4% tiene una posición neutral.

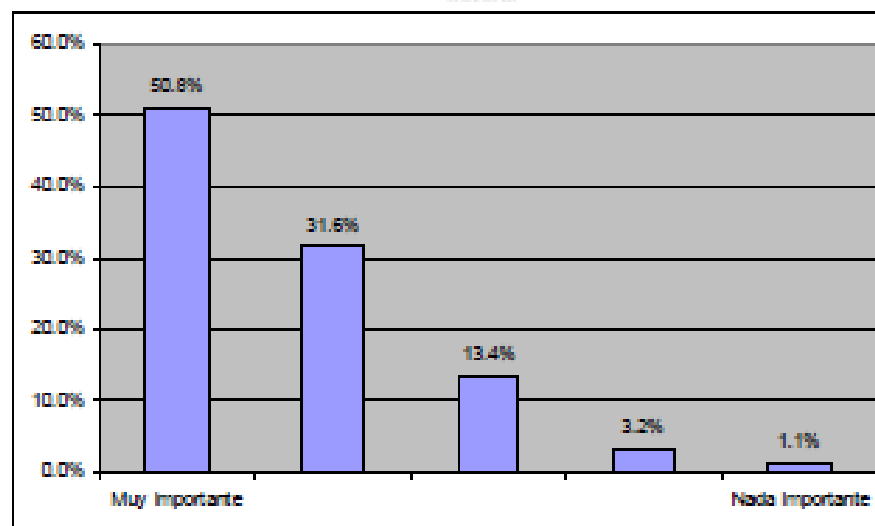
Cuadro N° 65

Muy importante	50.8 %
Importante	31.6 %
Neutral	13.4 %
Poco importante	3.2 %
Nada importante	1.1 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 91

Campañas para desarrollar una cultura de consumo domestico de gas natural



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 10: Incentivar la reconversión industrial a gas natural

De un total de 210 expertos que respondieron la pregunta, el 59.5% considera que **“Incentivar la reconversión industrial a gas natural”** es una directriz muy importante que debe ser parte de la política energética para el Perú, el 23.7% esta de acuerdo y el 12.6% tiene una posición neutral.

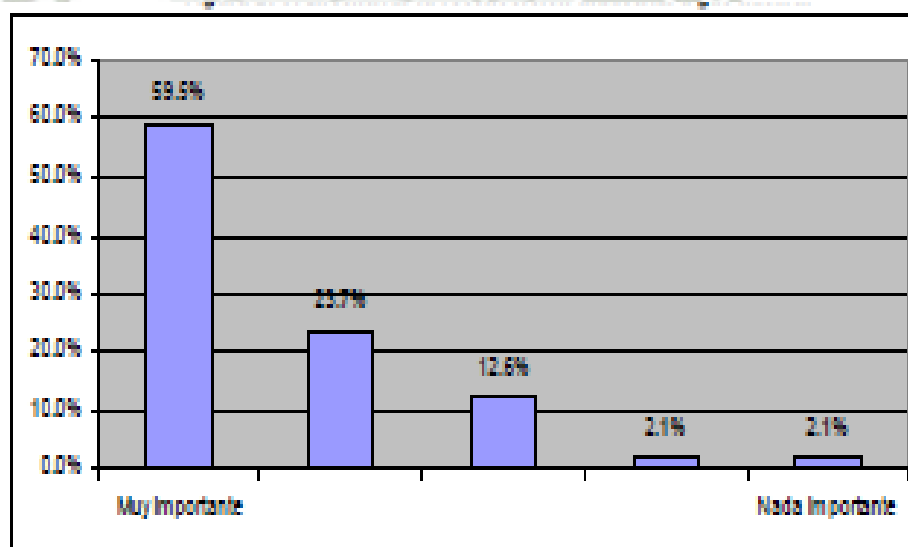
Cuadro N° 66

Muy importante	59.5 %
Importante	23.7 %
Neutral	12.6 %
Poco importante	2.1 %
Nada importante	2.1 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 92

Incentivar la reconversión industrial a gas natural



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 11: Incentivar el consumo doméstico del gas natural

De un total de 190 expertos que respondieron la pregunta, el 57.4% considera que el **“Incentivar el consumo doméstico del gas natural”** es una directriz muy importante que debe ser parte de la política energética para el Perú, el 24.7% está de acuerdo y el 14.2% tiene una posición neutral.

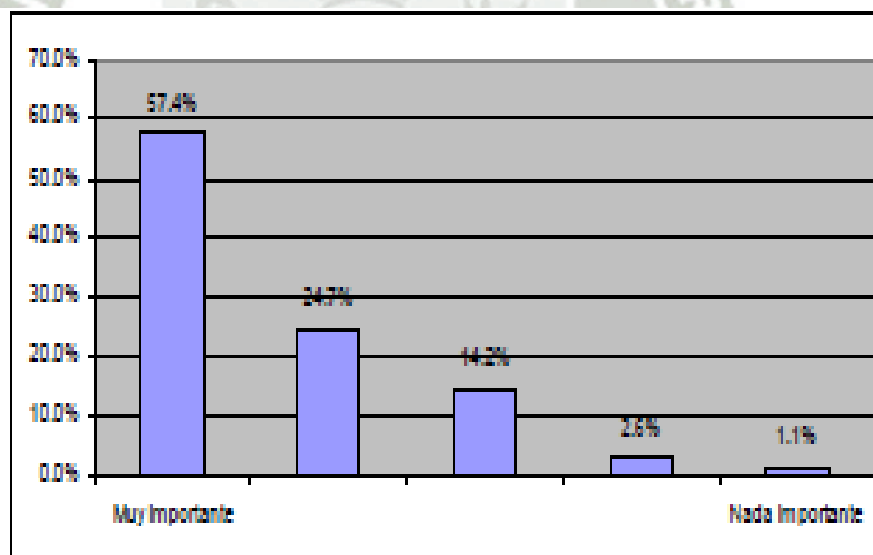
Cuadro N° 67

Muy importante	57.4 %
Importante	24.7 %
Neutral	14.6 %
Poco importante	2.1 %
Nada importante	2.1 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 93

Incentivar el consumo doméstico del gas natural



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 12: Incentivar el consumo de gas natural vehicular

De un total de 198 expertos que respondieron la pregunta, el 59.0% considera que **“Incentivar el consumo de gas natural vehicular”** es una directriz muy importante que debe ser parte de la política energética para el Perú, el 29.8% esta de acuerdo y el 6.4% tiene una posición neutral.

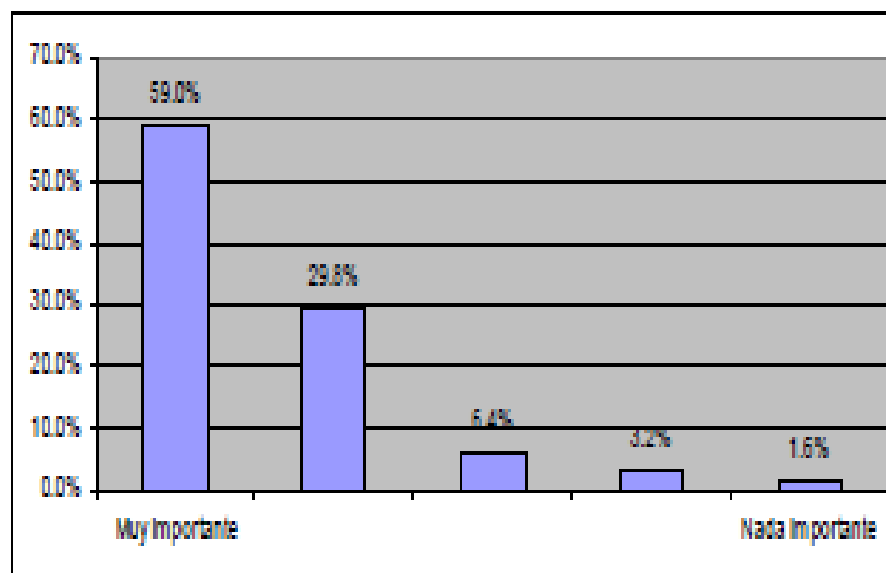
Cuadro N° 68

Muy importante	59.0 %
Importante	29.8 %
Neutral	6.4 %
Poco importante	3.2 %
Nada importante	1.6 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 94

Incentivar el consumo de gas natural vehicular



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 13: Exportar GNL

De un total de 219 expertos que respondieron la pregunta, el 27.0% considera que “**Exportar GNL**” es una directriz importante que debe ser parte de la política energética para el Perú, el 22.8% tiene una posición neutral y el 19.0% considera que es muy importante.

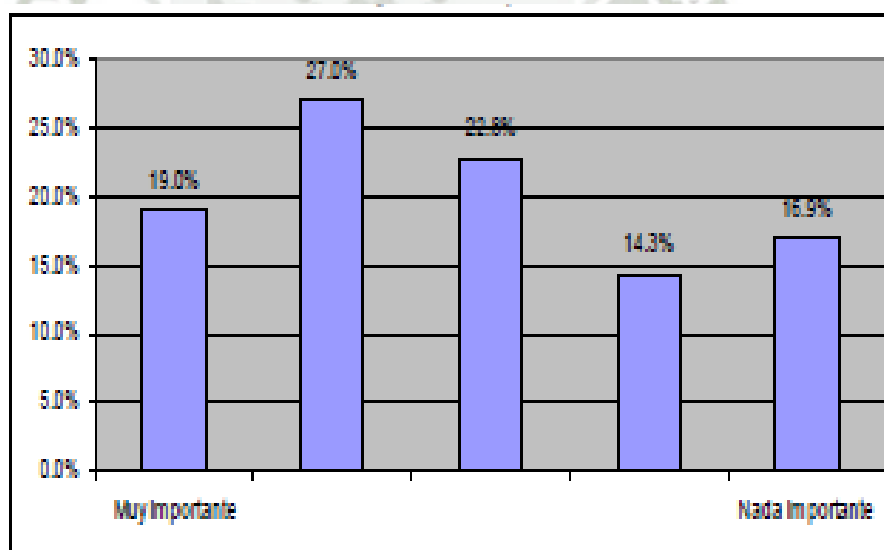
Cuadro N° 69

Muy importante	19.0 %
Importante	27.0 %
Neutral	22.8 %
Poco importante	14.3 %
Nada importante	16.9 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 95

Exportar GNL



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 14: Desarrollo de la industria petroquímica

De un total de 198 expertos que respondieron la pregunta, el 48.4% considera que el “**Desarrollo de la industria petroquímica**” es una directriz muy importante que debe ser parte de la política energética para el Perú, el 26.1% considera que es importante, y el 19.1% tiene una posición neutral.

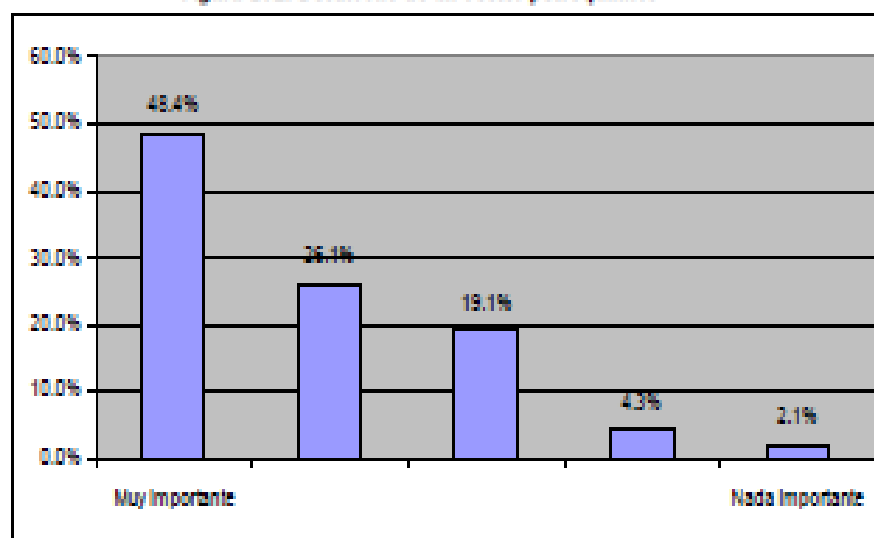
Cuadro N° 70

Muy importante	48.4 %
Importante	26.1 %
Neutral	19.1 %
Poco importante	4.3 %
Nada importante	2.1 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 96

Desarrollo de la industria petroquímica



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 15: Promover la utilización de energías alternativas

De un total de 235 expertos que respondieron la pregunta, el 60.1% considera que el “**Promover la utilización de energías alternativas**” es una directriz muy importante que debe ser parte de la política energética para el Perú, el 29.0% considera que es una directriz importante, y el 6.7% tiene una posición neutral.

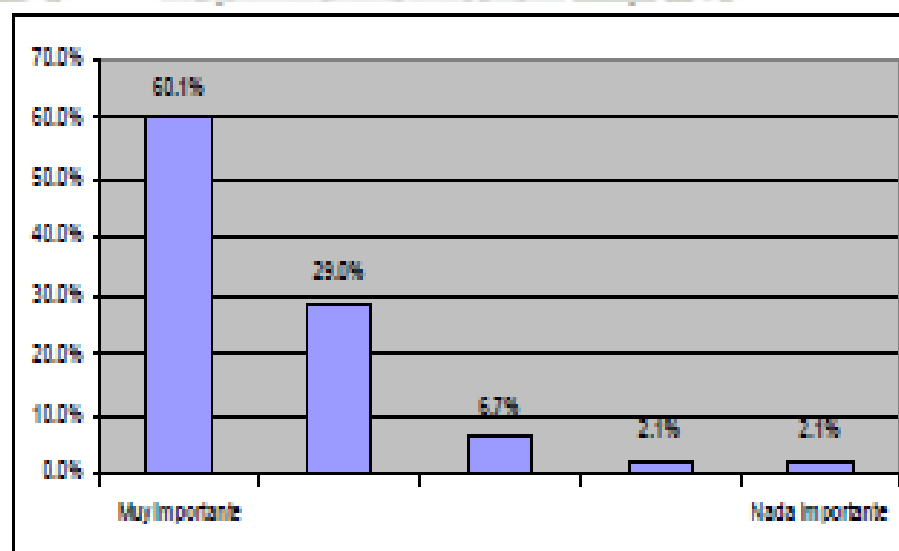
Cuadro N° 71

Muy importante	60.1 %
Importante	29.0 %
Neutral	6.7 %
Poco importante	2.1 %
Nada importante	2.1 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 97

Promover la utilización de energías alternativas



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 16: Subsidiar las energías menos contaminantes

De un total de 190 expertos que respondieron la pregunta, el 29.1% considera que el “**Subsidiar las energías menos contaminantes**” es una directriz importante que debe ser parte de la política energética para el Perú, el 28.0% considera que es una directriz muy importante, y el 25.9% tiene una posición neutral.

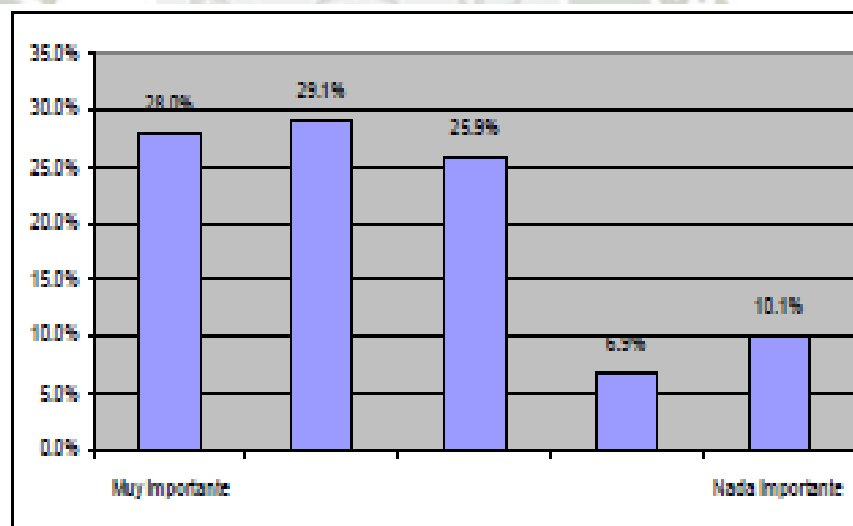
Cuadro N° 72

Muy importante	28.0 %
Importante	29.1 %
Neutral	25.9 %
Poco importante	6.9 %
Nada importante	10.1 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 98

Subsidiar las energías menos contaminantes



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 17: Ofrecer incentivos para incrementar la exploración

De un total de 199 expertos que respondieron la pregunta, el 45.0% considera que el “Ofrecer incentivos para incrementar la exploración” es una directriz muy importante que debe ser parte de la política energética para el Perú, el 27.5% considera que es una directriz importante, y el 17.5% tiene una posición neutral.

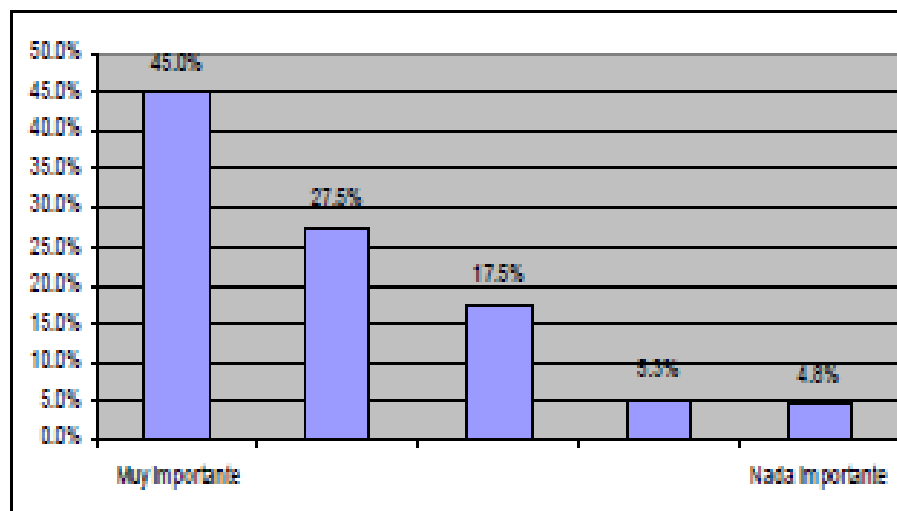
Cuadro N° 73

Muy importante	45.0 %
Importante	27.5 %
Neutral	17.5 %
Poco importante	5.2 %
Nada importante	4.8 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico 99

Ofrecer incentivos para incrementar la exploración



Fuente: Elaboración Propia.

Tema 18: Incrementar la competencia en el mercado energético específicamente en la generación eléctrica

De un total de 199 expertos que respondieron la pregunta, el 49.7% considera que el “Incrementar la competencia en el mercado energético específicamente en la generación eléctrica” es una directriz muy importante que debe ser parte de la política energética para el Perú, el 33.0% considera que es una directriz importante, y el 14.1% tiene una posición neutral.

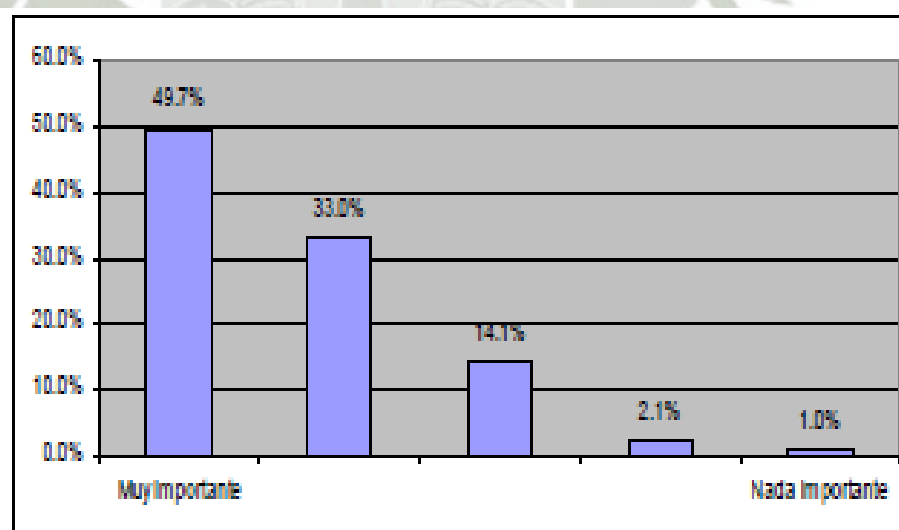
Cuadro N° 74

Muy importante	49.7 %
Importante	33.0 %
Neutral	14.1 %
Poco importante	2.1 %
Nada importante	1.0 %

FUENTE: Encuesta DELPHI.

Gráfico N° 100

Incrementar la competencia en el mercado energético específicamente en la generación eléctrica



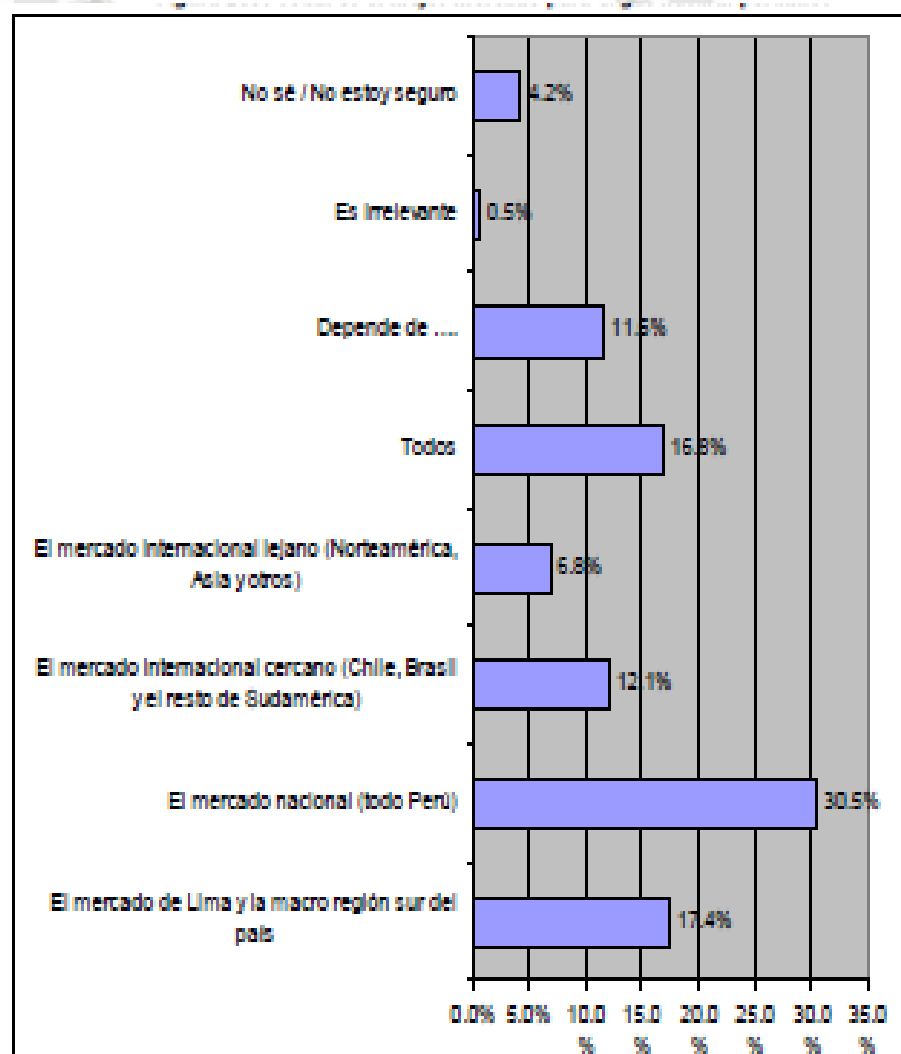
Fuente: Elaboración Propia.

PREGUNTA V: ¿Cuál es el mejor mercado para el gas natural peruano?

De un total de 250 expertos que respondieron la pregunta, el 30.5% considera que el **“El mercado nacional (todo el Perú)”** es el mejor mercado para el gas peruano, el 17.4% considera que el mercado de Lima y la Macro Región Sur del Perú, y el 16.8% considera que todos los mercados.

Gráfico Nº 101

¿Cuál es el mejor mercado para el gas natural peruano?



Fuente: Elaboración Propia.

Depende de:

- Para que se use el gas natural
- Rentabilidad
- La cantidad de reservas de gas natural
- La aplicación de un plan de desarrollo
- Tipo de productos, la demanda y los precios.
- La infraestructura instalada para su consumo
- Nivel de reservas existente
- El volumen de las reservas y una política sustentable de abastecimiento
- Las condiciones del yacimiento
- La situación del país, con respecto al precio internacional del gas
- Una planificación energética nacional a largo plazo donde se analicen técnica y económicamente varios escenarios.
- Contexto en que se desarrolle y las condiciones de demanda y ventajas favorables que se dispongan para el país
- Mayor demanda y precio
- La consolidación del mercado interno
- Cuantas reservas encontremos
- Las reservas a futuro

4.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA ENCUESTA DELPHI**Análisis de Resultados de la Pregunta I:**

El cambio de Matriz Energética Peruana permite una reducción importante de las Tarifas Eléctricas

El Perú tiene con el gas de Camisea una gran oportunidad de recomponer e influenciar en su desarrollo a través de un replanteamiento de su matriz productiva, relacionando ésta al cambio de la matriz energética que se traducirá en ahorros de costos de la energía eléctrica de hasta el 50% en energía residencial, 45% en uso vehicular y entre el 50% y 75% en consumo industrial.

El cambio de matriz energética que se tiene previsto en el Perú, debe responder al uso de las fuentes de energía disponibles y eficientes, pero sobre todo con inteligencia estratégica en su empleo y desarrollo sostenible; que redunde en una reducción relevante de las tarifas eléctricas. La inversión en infraestructura eléctrica para el desarrollo futuro debe prever las limitaciones de fuentes no renovables y la búsqueda de proyectos que presenten horizontes a corto, mediano y largo plazo.

Para el año 2030 el precio de gas natural en el país deberá estar ya sincerado con relación a los precios internacionales (cuya tendencia al alza puede permanecer hacia el Largo Plazo), y por tanto el uso de energías de otras fuentes a las del gas, como el mayor aprovechamiento del potencial

hidroeléctrico, es previsible. Lo anterior va a llevar a un uso más racional y eficiente del recurso de gas natural, ya que su valor, sobretodo en el mercado externo va a llevar a ello.

El cambio de la matriz energética incentivando la reconversión y el mayor uso de gas natural, e incrementar las reservas de gas e hidrocarburos es prioritario del Corto Plazo. Para el Mediano Plazo esa importante la mejora de la eficiencia de consumo energético, y la mejor y racional utilización de los recursos energéticos nacionales. Para el Largo Plazo es importante mantener las reservas energéticas en niveles que la seguridad energética exige.

Política Energética Nacional para Cambio de la Matriz Energética

Solo hay tres alternativas respecto al manejo actual de la política energética nacional a largo plazo:

- a) Desconocimiento respecto a políticas energéticas de largo plazo de recursos no renovables y que cuando se agoten las reservas los sustitutos se tengan que pagar a elevados costos de reposición.
- b) Pérdida de ingresos fiscales y beneficios al país por erróneas decisiones de exportación de gas natural a precios no competitivos.
- c) La cantidad de reservas disponibles de gas natural y su horizonte de disponibilidad según los expertos solo será hasta el año 2037. Un escenario de más largo plazo requiere que se incrementen las reservas probadas de gas natural.

Es prioritario el diseño de una política energética nacional para que el gas natural constituya la base del desarrollo industrial y competitivo del Perú; dado que está fragmentado política y culturalmente, y no hay una identidad nacional que avise en el corto o el mediano plazo el trazo ni mucho menos la ejecución de un Plan Estratégico a largo plazo que permita el despeje de nuestro país en todos sus ámbitos, no solo el económico.

Análisis de Resultados de la Pregunta II:

Construcción de gasoductos regionales y masificación de uso de gas natural

La construcción de los gaseoductos regionales debe ser efectuada por empresas privadas siempre y cuando esto contribuya a garantizar la confiabilidad del gaseoducto Camisea, pero primero hay que trabajar en la matriz energética y en los planes energéticos nacionales.

Los gaseoductos regionales deben ser considerados infraestructura básica y en su financiación se debe buscar la rentabilidad social. Igualmente, los "gaseoductos virtuales" o transporte de gas comprimido deben ser impulsados.

La masificación del uso del gas natural en los sectores domestico y pequeño industrial requiere el aporte estatal y regional.

Gas Natural impulsador del desarrollo y de la industria petroquímica

El desarrollo del gas será la que impulse el desarrollo de la industria y la electricidad, pero será fundamental a través de la empresa privada, sin la intervención del gobierno.

Los productos del GN, y en especial el GNC (o GNV, o GNL) ofrecerá en las próximas décadas nuevas alternativas de crecimiento y desarrollo a todo el largo y ancho del país, con vista a exportar los excedentes.

El desarrollo de la industria del gas natural y de la petroquímica en el país, marca la pauta del desarrollo económico, y marchará de acorde con las acertadas políticas gubernamentales que generan el adecuado marco legal/tributario/social.

La transformación del gas natural en productos petroquímicos debe ser prioritaria. Luego, la generación eléctrica. La masificación de su uso en los sectores doméstico y pequeño industrial requiere el aporte estatal o de las regiones.

Al 2017 debe estar consolidada la industria petroquímica

Exportación y difusión del gas

El gas de alta calidad está siendo exportado, y el de baja calidad queda para uso doméstico (nacional), el manejo de la energía es fundamental para el desarrollo de un país.

Habiendo ingresado a la era del gas desde el 2004, debe garantizarse una adecuada difusión de la cultura del gas natural en todos los sectores sociales.

Igualmente se requiere fomentar el consumo nacional de Gas Natural para promover el desarrollo de la industria nacional.

Impuestos a combustibles contaminantes

Los combustibles no pagan impuestos, los que pagan los impuestos son los consumidores y esto no es justo; lo que corresponde es que pague el que produce y comercializa combustibles contaminantes.

Análisis de Resultados de la Pregunta III:

Se debe incentivar el consumo de gas natural pero siempre y cuando las reservas probadas atiendan la demanda por un largo plazo.

La más importante debe ser el incentivar el consumo doméstico de gas natural para evitar los altos costos que significa actualmente el GLP y la electricidad; y para el caso del transporte para evitar la contaminación.

Promover la inversión en exploración y producción de gas respetando el ambiente y comprometido con el desarrollo sostenible.

Promover la utilización de energías alternativas es uno de los objetivos más importantes, también en segundo lugar el desarrollo del sector petroquímico. Las reservas de gas natural en el país son muy importantes para desarrollar la industria petroquímica de fertilizantes; los que a su vez impulsarán el desarrollo del agro para el consumo local y exportaciones, impulsará el crecimiento de áreas de cultivos para los biocombustibles y proporcionará fertilizantes grado explosivo para la minería que ahora se importan de EE.UU., y Chile; y la posibilidad de contar con amoniaco que permitirá explotar los fosfatos de Bayobar para producción de fertilizantes fosfatados.

Se debe promover el mayor consumo de GNC (ya sea GNV o GNL) para evitar la reinyección a los reservorios.

El Perú debe desarrollar políticas energéticas que estimulen el desarrollo de energías alternativas ante la disminución de reservas posibles de hidrocarburos.

La política energética debe orientar a los consumidores hacia las energías disponibles en el país, en primer lugar. El uso del GN en el parque automotor es de alto riesgo. El mayor esfuerzo debe dirigirse al uso del GN en procesos petroquímicos, que otorga mayores beneficios al país.

Exploración, para explotar, no para aumentar valor añadido del accionariado empresarial y especular en el mundo bursátil.

La aplicación de políticas adecuadas en tema de energía ayudara promoverá el desarrollo del país.

Incentivar el desarrollo de Polos Petroquímicos y cadenas productivas basadas en el GN, Biotecnología y agroindustria.

El gobierno debe tener una política pública coherente que permita incentivar al sector privado para el máximo y mejor desarrollo de los recursos energéticos de Perú. La libre competencia y la apertura de los mercados son fundamentales para garantizar el buen uso de los recursos.

Siendo el GN un recurso energético no renovable, se debe promover otras fuentes de energía, como la eólica, solar, nuclear y otras.

Debe primar la utilización de nuestro gas para uso interno y si las reservas se justifican complementar con la exportación

Una política energética nacional multimodal y una institucionalización de balances energéticos nacionales con alto grado de especificidades regionales.

Participación gubernamental para incentivar el desarrollo de la industria del gas natural y adecuar el cambio de la matriz energética en función de los recursos que producimos; tendiente a la reducción de tarifas eléctricas.

Cuanto menos se contamine mejor, y si esto une a valor agregado del GN tendremos mejor oportunidades de crecer sosteniblemente.

Incentivar a la investigación en energías renovables y alternativas como solar y eólica.

El Perú al tener una cantidad importante de Gas Natural tiene una ventaja competitiva con respecto a Chile, no nos empeñemos en vender materia prima, si Chile tiene necesidad de energía entonces hay que venderle energía Eléctrica.

Estas directrices deben estar enmarcadas dentro de un Plan Estratégico de Desarrollo Nacional a Largo Plazo, que interactúen con los otros sectores del Estado.

Análisis de Resultados de la Pregunta IV:

Elaborarse a la brevedad un plan estratégico nacional del gas, el cual debería integrar estado-empresas-universidades (experto en el gas),

Es vital la relación universidad/empresa para el desarrollo de la investigación especialmente en los diversos aspectos implicados en el sector energético

Las leyes del libre comercio, competencia y globalización decidirán las acciones para el desarrollo del gas natural en el país.

La existencia de especialistas independientes concedores del tema de energía es una utopía en nuestro país.

Debe combinarse la acción del estado y del sector privado. El Estado debe implementar la infraestructura de transmisión para llevar el gas a todo el país. Los proyectos de transporte de GN comprimido o licuefactado por carretera deben merecer el mayor impulso porque son los que desarrollan los mercados. La acción del estado dará espacio al privado a medida que maduren los mercados.

Las actividades de Interconexión hacerse solo después de conocer si las reservas bastan para 40 años, desde su aforo.

Analizar la alternativa de consumo de gas sin la aplicación del impuesto selectivo al consumo; dado que elevaría sus costos y se presentaría el mismo problema que se tiene con el petróleo.

Lo importante es la formación de cuadros profesionales que enfoquen el desarrollo de nuestros recursos naturales con pensamiento estratégico, generar actividades de ciencia, tecnología e innovación en la sostenibilidad de nuestros recursos naturales y empoderamiento en la sociedad a una visión compartida.

El gobierno debe tener una política pública coherente que permita incentivar al sector privado para el máximo y mejor desarrollo de los recursos energéticos de Perú. La libre competencia y la apertura de los mercados son fundamentales para garantizar el buen uso de los recursos.

Se debe propiciar el uso del GN en la industria de nuestro País, con incentivos tributarios al uso del GN o a los productos del GN. La exportación no es ninguna solución.

Lo más importante y urgente es la renegociación de los contratos de concesión que fueron firmados por gobiernos anteriores.

Solamente con políticas serias y sustentables podremos garantizar el manejo del gas natural.

El Estado debe ser consciente que cumple un rol vital en la masificación del consumo de gas natural.

Es necesario hacer campañas para el uso de energía eficiente a todo nivel en el ámbito nacional

En muchos países del mundo, hay un incentivo especial para el uso del gas natural ya que con ello mejoran su eficiencia energética, reducen la contaminación ambiental, y desarrollan nuevos mercados.

La participación del colectivo nacional, las reglas claras, la seguridad jurídica, el balance entre los inversionistas, el Estado y los consumidores, así como un claro concepto de ciudadanía mayor nos debe de permitir hacer del gas una real fuente de competitividad, cuidando responsablemente el ambiente y lo social.

Al año 2030, las actuales empresas seguirán controlando la explotación y distribución de GN dado que los contratos de concesión son a 30 años, con opción a renovarse.

La investigación debe obtener financiamiento efectivo y adecuadamente supervisado para que el gasto realizado sea efectivamente utilizado para ese fin con resultados tangibles. El periodismo debe ser efectivamente especializado y no permitiré que egresados de esa especialidad se ufanen de especialistas por haber realizado uno u otro documental que no le da ninguna especialización.

La estabilidad política y la predictibilidad del poder judicial son pilares fundamentales para la inversión en el país, por otro lado el establecimiento de condiciones de competencia de los servicios involucrados en el mercado del gas natural favorecerá la existencias de precios asequibles y mejora las condiciones brindadas.

Debe impulsarse la vinculación entre universidad, empresa, sociedad y Estado para realizar I+D+I (Investigación más Desarrollo más Innovación), para crear productos y servicios de valor agregado, y debería estar en agenda de todo funcionario, político, investigador, académico.

Tenemos probablemente, una de las combinaciones de generación de electricidad más baratas del mundo Gas y Agua; sin embargo estos beneficios no se trasladan al consumidor ni son un elemento de competitividad para la exportación.

Hay que incentivar el uso del gas natural, desincentivando mediante tributos altos a los combustibles contaminantes,

Incluir los subsidios cruzados entre consumidores industriales y consumidores rurales son relevantes.

Implementar la capacitación en las Universidades y/o Instituciones del Sector Eléctrico en temas de despacho económico de energía y cambios de la Matriz Energética Peruana y sus ventajas fundamentalmente en lo referido a la reducción de las tarifas eléctricas por tener la generación de energía en base a gas natural precios más competitivos.

Análisis de Resultados de la Pregunta V:

Gas Natural para el mercado nacional

El GN debe ser utilizado en el País, lo que propiciará la creación de nuevas industrias. La exportación del GN, ayudará a otro(s) país y el nuestro va quedándose sin éste recurso, que es no renovable.

El comercio con el Brasil por la Carretera Interoceánica propicia el desarrollo de una industria petroquímica en el sur y además el incremento de la productividad agrícola y pecuaria.

El desarrollo de infraestructura de distribución de gas natural será beneficiado con el incremento de recursos en capacitación, tanto en entidades del estado como en las universidades. Es necesario primero desarrollar el mercado interno para gas distribuido y exportar electricidad a los países limítrofes.

Se debe tratar por todos los medios desarrollar el mejor uso del gas natural.

El desarrollo de los gasoductos regionales se extenderá en cuanto las regiones ofrezcan actividades industriales rentables que usen gas natural y que ofrezcan ventajas comparativas propias de su región.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El cambio de matriz energética que se tiene previsto en el Perú, debe responder al uso de las fuentes de energía disponibles y eficientes, pero sobre todo con inteligencia estratégica en su empleo y desarrollo sostenible; que posibilite una reducción relevante de las tarifas eléctricas. La inversión en infraestructura eléctrica para el desarrollo futuro debe prever las limitaciones de fuentes no renovables y la búsqueda de proyectos que presenten horizontes a corto, mediano y largo plazo.
- El cambio de la matriz energética incentivando la reconversión y el mayor uso de gas natural, e incrementar las reservas de gas e hidrocarburos es prioritario del Corto Plazo. Para el Mediano Plazo es importante mejorar la eficiencia de consumo energético, y la mejor y racional utilización de los recursos energéticos nacionales. Para el Largo Plazo es importante mantener las reservas energéticas en niveles que la seguridad energética exige.
- La reconversión de las centrales termoeléctricas a gas natural (GN) que permita el cambio de la Matriz Energética Peruana, la generación de energía eléctrica con GN para la venta a las industrias de todos los sectores productivos es el mejor mercado a fin de darle el mayor valor agregado a la explotación del GN.
- El Perú tiene con el gas de Camisea una gran oportunidad de recomponer e influenciar en su desarrollo a través de un replanteamiento de su matriz productiva relacionando ésta al cambio de la matriz energética que se traducirá en ahorros de costos de la energía eléctrica de hasta el 50% en energía residencial, 45% en uso vehicular y entre el 50% y 75% en consumo industrial.

RECOMENDACIONES

- Es prioritario el diseño de una política energética nacional para que el gas natural constituya la base de la Matriz Energética Peruana, del desarrollo industrial y competitivo del Perú; dado que está fragmentado política y culturalmente, y no hay una identidad nacional que avise en el corto o el mediano plazo el trazo ni mucho menos la ejecución de un Plan Estratégico a largo plazo que permita el despegue de nuestro país en todos sus ámbitos, no solo el económico.
- La etapa de ejecución de los gaseoductos regionales sur y norte debe ser efectuada por empresas privadas siempre y cuando esto contribuya a garantizar la confiabilidad de las reservas del Proyecto Camisea, pero primero hay que trabajar en la matriz energética y en los planes energéticos nacionales.
- Es necesario implementar la capacitación en las Universidades y/o Instituciones del Sector Eléctrico en temas de despacho económico de energía y cambios de la Matriz Energética Peruana y sus ventajas fundamentalmente en lo referido a la reducción de las tarifas eléctricas por tener la generación de energía en base a gas natural precios más competitivos y eficientes.



BIBLIOGRAFÍA

ACERA. Rol de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a futuro en Chile: Análisis, perspectivas y propuestas. Septiembre de 2010.

AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA. Informe mundial sobre el desarrollo de energías renovables. 2011.

AGUILAR, Giovanna. El sistema tarifario del servicio público de electricidad. Una evaluación desde el punto de vista de los usuarios. Centro de Investigaciones Sociológicas, Económicas, Políticas y Antropológicas (CISEPA). Documento de trabajo N° 224. Lima. 2003.

ALCÁZAR, Antonio. Las tarifas eléctricas en América Latina. Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, D.C. 2010.

ALEJOS, Ricardo. Proyecciones de la matriz energética al largo plazo. Documento de trabajo N° 12. CEPLAN. Lima. 2011.

ARELLANO, María Soledad; SERRA, Pablo. Principios para tarifificar la transmisión eléctrica. Cuadernos de Economía, vol. 41, N° 123, pp. 231 – 253. Universidad de Chile. Santiago de Chile. 2004.

ARELOVICH, Sergio. Energía, integración, modelo productivo: Aportes para un debate necesario. En: Escenarios energéticos en América del Sur. Cono Sur Sustentable, Oxfam, Fundación Heinrich Boll. Santa Fe. 2008.

BALLESTERO, Daniel. Caracterización de la nueva matriz energética mundial. Universidad Politécnica de Madrid. Madrid, España. 2008.

BALDEÓN, Pedro. Configuración de la nueva matriz energética en América Latina. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile. 2010.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ. Notas Semanales: 1998-2010. Lima, Perú.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ. Memorias Anuales: 1998-2010. Lima, Perú.

BENDEZÚ, Luis; GALLARDO, José. Estimación de la demanda agregada de electricidad. OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 4. Lima. 2004.

BERNSTEIN LLONA, Juan Sebastián. “Regulación de la distribución eléctrica”. Tesis para optar el título de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago de Chile. 1999.

BOLAÑOS, Mauricio. La matriz energética. Segunda edición. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F. 2011.

BONIFAZ, Claudia. Cómo se determinan las tarifas eléctricas en el Perú. Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima, Perú. 2009.

BONIFAZ, José Luis. Distribución eléctrica en el Perú: Regulación y eficiencia. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES). Universidad del Pacífico. 2001.

BOUILLE, Daniel. Economía de la Energía. San Carlos de Bariloche. Instituto de Energía, Argentina, 2004.

BOUR, Enrique. “La regulación del sector eléctrico”. En Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL), *La regulación de la competencia y de los servicios públicos. Teoría y experiencia argentina reciente*. Buenos Aires: FIEL, capítulo 13.

BRICEÑO RUIZ, José y BUSTAMANTE, Ana. La Integración Latinoamericana: Entre el Regionalismo Abierto y la Globalización. Ed. Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela, 2002.

CAMPODÓNICO, Humberto. El Ajuste Petrolero. Políticas Empresariales en América Latina de cara al 2000. Ed. DESCO, Lima, Perú, diciembre de 1996.

CARVALHO, José da Costa. A Eletrobras e a Integração Energética da América Latina. Presentación en: Hydro Power Summit Latin America, organizado por Business News Americas. Sao Paulo. 25 y 26 de mayo de 2011.

CASTRO SOTO, Gustavo. ¿Qué es la matriz energética? ¿Y en América Latina cómo andamos? Editorial Otros Mundos, A.C. Chiapas, México. 2010.

CENTRO NACIONAL DE PLANEAMIENTO ESTRATÉGICO (CEPLAN). Plan Bicentenario: El Perú hacia el 2021. Julio de 2009.

CEPAL. La inversión extranjera en América y El Caribe, 2001. Ed. Naciones Unidas, Chile. Mayo del 2002.

CEPAL. Globalización y Desarrollo. Documento del Vigésimo Noveno Período de Sesiones de la CEPAL. Brasilia, Brasil, del 6 al 10 de mayo del 2002.

CHARÚN, Rafael; MORANDÉ, Felipe. “Transmisión – generación eléctrica: La experiencia internacional y el caso chileno”. En CHARÚN, Rafael, Felipe MORANDÉ, Erik HAINDI, Ricardo RAINERly Raimundo SOTO (editores). Capítulo 2. 1996.

CHIRI, Adolfo. La problemática de la seguridad energética. En: A. Chiri y Jaime Luyo eds., La seguridad energética. Un reto para el Perú en el siglo XXI. Colegio de Ingenieros del Perú. Lima. 2008.

COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA (CTE). Situación de las tarifas eléctricas: 1993 – 2000. Elaborado por Macroconsult. Lima. 2000.

CONSEJO MUNDIAL DE ENERGÍA. América Latina: Pobreza energética. Alternativas de alivio. Londres. Abril de 2006.

CUETO, Vanessa et al. Diagnóstico situacional del nivel de cumplimiento de los compromisos asumidos por el gobierno del Perú en el ámbito del Proyecto Camisea. DAR. Lima. 2007.

CUETO, Vanessa et al. Acuerdo para el suministro de electricidad al Perú y exportación de excedentes al Brasil. Buscando la gobernanza energética en el Perú. DAR. Lima. 2011.

DAMMERT, Alfredo; GALLARDO, José y QUISO, Lennin. Problemática de la calidad del servicio eléctrico en el Perú. OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 6. Lima. 2004.

DAMMERT, Alfredo; GARCÍA, Raúl y QUISO, Lennin. Dinámica de la inversión en generación de electricidad en el Perú. Mimeo. 2005.

DAMMERT, Alfredo; GALLARDO, José y GARCÍA, Raúl. Reformas estructurales en el sector eléctrico peruano. OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 5. Lima. 2005.

DAMMERT, Alfredo; GARCÍA, Raúl y Pérez-Reyes, Raúl. Análisis de las barreras y facilidades para la inversión en centrales hidroeléctricas. OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 24 Lima. 2006.

DAMMERT, Alfredo y MOLINELLI, Fiorella. ¿Qué significa el Proyecto Camisea? OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 23. Lima. 2006.

DAMMERT, Alfredo; GARCÍA, Raúl y MOLINELLI, Fiorella. Regulación y supervisión del sector eléctrico. Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima, Perú. 2010.

DAMMERT, Alfredo. Regulación y supervisión del sector hidrocarburos. OSINERGMIN. Lima. 2011.

DÁVILA, Jimpson et al. Informe de análisis de los contratos de gas de Camisea: Lecciones aprendidas sobre cómo negociar con nuestros recursos naturales (Lotes 88 y 56). DAR. Lima. 2008.

DÁVILA, Jimpson y GAMBOA, César. Análisis del Contrato BOOT de transporte de gas natural y líquidos de gas natural. DAR. Lima. 2010.

ECONOLER - PEPSA. Estudio sobre uso y producción eficiente de energía en el Perú. Proyecto # 01-2001-MEM/PDE-BID. 2003.

EDEGEL. Memoria Anual 2002 – 2004 – 2005 – 2006 - 2007. Lima, Perú.

EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A. EGEMSA. Operación Económica de Sistemas Eléctricos de Potencia. 1997.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Balance Energético de los países de la OCDE, 2000, 2001 y 2006. Ed 2006.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Informe Anual 2000 - 2006. Ed 2002.

ENRIQUE, Claudia y CUETO, Vanessa. Propuestas para construir gobernanza en la Amazonía a través del transporte sostenible. DAR. Lima. 2010.

ESPINOZA, Luis Alberto. Camisea: Impacto en el sector energético. Comisión de Tarifas de Energía. Mimeo. 2000.

FAHRENKROG BORGHERO, Tomás. Tarificación de sistemas de transmisión eléctrica. Tesis para optar el título de Magíster en Economía Aplicada e Ingeniería Civil Electricista. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Industrial. 2004.

GALLARDO, José; GARCÍA, Raúl y PÉREZ-REYES, Raúl. Determinantes de la inversión en el sector eléctrico peruano. OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 3. Lima. 2005.

GAMBOA, César y CUETO, Vanessa. Matriz Energética en el Perú y Energías Renovables. Hidroeléctricas y conflictos sociales: Recomendaciones para una mejor gestión ambiental. Fundación Friedrich Ebert. Lima, Perú. 2010.

GAMIO, Pedro. Cambio de matriz energética y desarrollo sostenible. Objetivos de política de Estado. 2007. Lima, Perú.

GAMIO, Pedro. Matriz energética y desarrollo sostenible. Lima, Perú, 2010.

GAMIO, Pedro. ¿Una matriz energética sostenible sin energías renovables? Auspiciado y publicado por el GVEP International. 2011.

GARCÍA, Raúl; VÁSQUEZ, Arturo. La industria de gas natural en el Perú. OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 1. Lima. 2004.

GARCÍA, Raúl; VÁSQUEZ, Arturo. Condiciones de competencia en el sector eléctrico peruano. OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 25. Mimeo. Lima. 2004.

HERRERA DESCALZI, Carlos. Matriz Energética en el Perú y Energías Renovables. Energías convencionales, combustibles fósiles y sistema eléctrico. Fundación Friedrich Ebert. Lima, Perú. 2010.

HERRERA DESCALZI, Carlos. La nueva matriz energética del Perú. Fundación Friedrich Ebert. Lima, Perú. 2011.

HORTA, Luiz Augusto (Coordinador). Indicadores de Políticas Públicas en Materia de Eficiencia Energética en América Latina y El Caribe. CEPAL, 2010.

INEI. Boletín Mensual de Indicadores de Precios de la Economía. Lima, Perú.

INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION. Ydropower Sustainability Assessment Protocol. Londres. 2011.

JOSKOW, Paul. Introduciendo la competencia en las industrias de redes reguladas. De las jerarquías a los mercados en el sector electricidad. Centro de Investigaciones Sociológicas, Económicas, Políticas y Antropológicas (CISEPA), documento de trabajo N° 173. Lima. 1999.

LAWRENCE, Jhon. Energías renovables y eficiencia energética. Universidad de Oxford. Inglaterra. 2010.

LEWIN, David. Energías renovables y desarrollo sostenible. Pontificia Universidad Católica de Rio de Janeiro. Brasil. 2011.

LUQUE, Ignacio. El papel de las energías renovables. Universidad de Lima. Lima, Perú. 2010.

LUYO, Jaime. Competencia, recursos y desarrollo sostenible. En: A. Chiri y Jaime Luyo eds., La Seguridad Energética. Un Reto para el Perú en el Siglo XXI. Colegio de Ingenieros del Perú. Lima. 2008.

MALDONADO, Pedro y MÁRQUEZ, Manuel. Energía y equidad. División de Recursos Naturales y Energía, CEPAL. Santiago de Chile. 2004.

MANCO ZACONETTI, Jorge. Las Políticas Energéticas en la Comunidad Andina. Ed. Consejo Consultivo Laboral Andino. Lima, Perú, marzo de 2003.

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS. Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación. Auspiciado por el BID . Lima. 2012.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Anuarios Estadísticos de la Dirección General de Hidrocarburos: 1996 - 2010. Lima, Perú.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Plan Referencial de Hidrocarburos de la Dirección General de Hidrocarburos: 2003 - 2012; 2004 - 2013; 2005 - 2014, 2006 - 2015, 2007 – 2016. Lima, Perú.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Balances Nacionales de Energía, 1997 - 2010. Lima, Perú.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MINEM). Memoria Institucional 2006 - 2011. Diciembre de 2011.

MOSCOSO, Javier. Energías renovables y no renovables. Tecnológico de Monterrey. México. 2012.

MUTSCHLER, Manfred (2009). Matriz energética en el Perú y contribución de las energías renovables. Con el auspicio de la Fundación Friedrich Ebert.

OSINERG. La Industria del Gas Natural en el Perú". Documento de Trabajo N°1. Oficina de Estudios Económicos de OSINERG. Agosto de 2004.

OSINERG. Informe OSINERG-GART/DDE N°045-2005. Fijación de las tarifas de distribución eléctrica. Período noviembre 2005 – octubre 2009. 2005.

OSINERGMIN. Operación del Sector Hidrocarburos. Publicación mensual desde el 2004. Lima, Perú. Abril del 2006.

OSORIO, Dante. 2010. El Cambio de la matriz energética y las tarifas eléctricas en el Perú. Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico. Lima, Perú.

OTERO, Fernando. La importancia de las energías renovables en América Latina. Financiado por la GTZ. Bogota. 2008.

OYANGUREN, Fernando. El comercializador como agente de competencia en el mercado eléctrico peruano. Tesis para optar el grado de Magíster en Economía. Escuela de Graduados de la Pontificia Universidad Católica del Perú. 2007.

PEIRÓ, José. Energías renovables para el desarrollo. Universidad Complutense de Madrid. Madrid, 2009.

PEREA RIVAROLA, Dante. Generación de Energía Eléctrica y Gas Natural. Elementos Conceptuales. Lima, Perú, 2003.

PEREA RIVAROLA, Dante. Gas natural y desarrollo socioeconómico para el sur del Perú. Foro Sur 21. Lima, Perú.

PÉREZ-REYES, Raúl. Introducción a la regulación de las tarifas de servicios públicos. OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 22. Lima. 2006.

PERUPETRO. Estadísticas petroleras 2003 - 2010. Lima, Perú.

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ. Visión Estratégica de las Energías Sostenibles en América Latina y El Caribe, Boletín IDE@ - PUCP, Año 5, N° 48. Octubre de 2008.

ROMANÍ, Julio y ARROYO, Víctor. Matriz Energética en el Perú y Energías Renovables. Eficiencia energética: Políticas Públicas y acciones pendientes en el Perú. Fundación Friedrich Ebert. Lima, Perú. 2012.

ROMERO, Andrés. Evaluación de la institucionalidad de los programas nacionales de energía eléctrica y su efectividad para alcanzar los objetivos de la política de eficiencia energética. Caso Chile. 2010.

ROMERO, Gerardo. El cambio de la matriz energética en América Latina. Pontificia Universidad Católica Argentina. Buenos Aires, Argentina, 2010.

SANTANDER, Jorge. La matriz energética peruana. Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico. Lima, Perú. 2011.

SANTIVÁNEZ-SEMINARIO, Roberto. Desregulación y privatización eléctrica en el Perú. Una propuesta para reimpulsar la reforma. Muñiz, Forsyth, Ramírez, Pérez-Taiman y Luna-Victoria Abogados. 2001.

SCHALLENBERG, Julieta. Energías renovables y eficiencia energética. Instituto Tecnológico de Canarias, S.A. 2008.

SCHNEIDER, Cristian. ¿Cuánto cuestan las energías renovables? Universidad de Cambridge. Inglaterra. 2007.

SPILLER, Pablo; OREN, Shmuel; ABDALÁ, Manuel y TAMAYO, Gonzalo. Revisión del marco regulatorio de la actividad de generación. Informe de consultoría elaborado para OSINERGMIN. 2004.

STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. Statistical Review of World Energy, junio de 2007.

SUNAT. Boletín Estadístico de Comercio y Regímenes Definitivos de la Superintendencia Nacional de Aduanas. Lima, Perú. Entre 1995 al 2010.

UNIDAD DE ENERGÍA, DEPARTAMENTO DE DESARROLLO SOSTENIBLE, REGIÓN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE. El Desarrollo hidroeléctrico en el Perú. Reporte N° 53719-PE. Lima. 2010.

URBIZTONDO, Santiago. La regulación de la calidad en el servicio eléctrico: Una evaluación en base a principios teóricos y la experiencia internacional. Trabajo presentado en el Encuentro de la Asociación Argentina de Economía Política, Córdoba.

VILLAVICENCIO, Alfredo. El papel del cambio de la matriz energética en el costo de las tarifas eléctricas en el Perú. Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima, Perú. 2012.

VALLESPÍN, Patricio. Matriz energética y cambio climático: Desafíos de América Latina para la sustentabilidad del desarrollo. Financiado y publicado por el Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, D.C. 2009.

VALLESPÍN, Patricio. Importancia del cambio de la matriz energética en América Latina. Financiado y publicado por la GTZ. 2011.

WEISSMAN, José. Análisis de la demanda energética en la región. En María Fernández y Miguel Carrillo (coords.). América Sumergida. Impactos de los nuevos proyectos hidroeléctricos en Latinoamérica y el Caribe. Icaria editorial. Barcelona. 2010.

DIRECCIONES VIRTUALES

Banco Central de Reserva del Perú: www.bcrp.gob.pe

Camisea: www.camisea.com.pe

Dirección General de Electricidad del MINEM
www.minem.gob.pe/electricidad/inicio_presen_dge.asp

Empresa de Generación Eléctrica de Lima (EDEGEL) .www.edegel.com

Empresa de Energía del Sur (ENERSUR) www.enersur.com.pe

Instituto Nacional de Estadística e Informática: www.inei.gob.pe

Ministerio de Energía y Minas: www.minem.gob.pe

Ministerio de Economía y Finanzas: www.mef.gob.pe

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. www.osinerg.gob.pe

PERÚPETRO: www.perupetro.com.pe

Superintendencia Nacional de Administración Tributaria
www.aduanet.gob.pe/aduanas/informae/boleindi.htm

EPILOGO :

Hay cambios significativos en la manera como opera la Matriz Energética en el Perú a partir del año 2004 en que comenzó la producción de gas del Proyecto Camisea.

El referido cambio de la Matriz Energética está orientado a mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica para el desarrollo local, regional y nacional a precios más eficientes. No obstante, para que ello opere efectivamente, hace falta considerar un conjunto de nuevos elementos que nos permitan realizar el cambio con la utilización de energéticos como el gas natural.

Es responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas, el COES Nacional y OSINERGMIN; y, al interior de ellos de los responsables de la planificación energética, dotarse de las capacidades necesarias para hacer posible un uso óptimo de los recursos naturales disponibles y de esa manera hacer posible la consolidación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y el cambio de la Matriz Energética que permitirá tarifas eléctricas de más bajo costo.

ANEXO N° 1

PLAN DE TESIS



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA

ESCUELA DE POST GRADO DOCTORADO EN ECONOMÍA Y NEGOCIOS INTERNACIONALES



ANÁLISIS E IMPACTO DEL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA EN EL SISTEMA TARIFARIO PERUANO - 2011”

Plan de Tesis presentado por el Magister:
WALTER ENRIQUE LÓPEZ ÁLVAREZ

Para optar el título de:
DOCTOR EN ECONOMÍA Y NEGOCIOS
INTERNACIONALES

AREQUIPA - PERÚ

2011

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO TEÓRICO

1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA

¿Cuál es el impacto del cambio de la matriz energética en el sistema tarifario peruano – 2011?

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1 CAMPO, ÁREA Y LÍNEA

Campo: Ciencias Económicas y Empresariales.

Área: Economía y Negocios Internacionales.

Línea: Economía de la Energía.

1.2.2 DESCRIPCIÓN

A inicios del presente siglo, con la puesta en valor del proyecto Camisea, el Perú anunció un cambio de matriz energética, orientada a desplazar al petróleo con el gas natural. La cuestión de fondo radica en poder generar un cambio significativo en la matriz energética. Si bien es cierto que en la actualidad el mercado eléctrico peruano viene experimentando un importante crecimiento en la demanda, acorde al desarrollo económico del país, también lo es el hecho de que en la actualidad el precio del petróleo se encuentra en niveles relativamente altos, a pesar de la actual recesión económica mundial. En ese sentido, es relevante que pueda cambiarse la matriz energética de forma sustancial, de modo que la participación de las energías no renovables procedentes del petróleo disminuya de forma significativa, de tal forma que no sólo contribuya positivamente en el cuidado del medio ambiente, sino también en poder permitir una reducción importante en el precio de las tarifas eléctricas en nuestro país.

El problema de investigación se refiere al impacto del cambio de la matriz energética en las tarifas eléctricas en el Perú. Es relevante señalar que la matriz energética está propensa a cambios dados por un despacho económico de energía eficiente a través del COES Nacional y que de alguna manera se intenta que las tarifas eléctricas se mantengan en niveles adecuados, ya que influye en gran medida en el desarrollo nacional.

Ahora bien, para poder determinar y analizar los impactos es imprescindible, en primer lugar, tomar en cuenta algunos aspectos relacionados con la matriz energética, tales como:

- La previsión contra el riesgo de quedar sin abastecimiento energético en un futuro.
- La seguridad energética: que implica una razonable confianza de que se contará con el suficiente abastecimiento de energía a precios aceptables.
- La independencia energética: ya que los recursos naturales se encuentran dentro del propio territorio.
- La soberanía energética: ya que esos recursos son bienes públicos.
- La estructura tarifaria: los niveles de tarifas de CC.TT. a gas natural versus los niveles de tarifas de CC. Térmicas a Diesel e Hidroelectricidad.

La delimitación fundamental del problema de investigación tiene que ver con el hecho de que para lograr una reducción significativa de las tarifas eléctricas es indispensable cambiar la matriz energética actual (caracterizada aún por una alta participación del petróleo como medio para generar energía). En ese sentido, es relevante analizar la percepción y el punto de vista que tienen los expertos en materia energética, de tal forma que sea posible clarificar: **el impacto que tendrá el cambio de la matriz energética en las tarifas eléctricas**, la estructura que tendrá la nueva matriz energética, la priorización de la ejecución de proyectos energéticos en base al gas natural e hidroelectricidad para el cambio de la matriz energética, la opinión que tienen sobre el gas natural del Proyecto Camisea, las nuevas reservas encontradas y su aporte de este energético al cambio de la matriz energética peruana, la medida en que están de acuerdo con las normas y directrices de la Política Energética Peruana, y finalmente, sobre cuál consideran que es el mejor mercado para el gas natural peruano.

1.2.3 VARIABLES DE ESTUDIO

1.2.3.1 VARIABLE INDEPENDIENTE

“MATRIZ ENERGÉTICA”

1.2.3.2 VARIABLE DEPENDIENTE

“TARIFAS ELÉCTRICAS”

1.2.4 OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

VARIABLES	INDICADORES
<p><u>VARIABLE INDEPENDIENTE:</u></p> <p>MATRIZ ENERGÉTICA</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Base actual de la Matriz Energética • CC.TT. a Diesel que despachan en el SEIN • CC.HH. que despachan en el SEIN • CC.TT. a Gas Natural actuales • CC.TT. a Gas Natural previstas a ejecutarse con Camisea
<p><u>VARIABLE DEPENDIENTE:</u></p> <p>TARIFAS ELÉCTRICAS</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Nivel Actual de Tarifas Eléctricas • Nivel de Tarifas al cambio de la Matriz Energética

FUENTE: Trabajo de investigación.

Elaboración: Propia.

1.2.5 TIPO Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN

1.2.5.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

- a) **Por su finalidad:** Investigación básica, de campo.
- b) **Según el tipo de diseño de investigación:** Investigación no experimental.
- c) **Según su prolongación en el tiempo:** Investigación transversal o sincrónica.

1.2.5.2 NIVEL DE INVESTIGACIÓN

De acuerdo al grado de profundidad con que se aborda el tema de estudio se trata de una **investigación relacional**.

1.2.6 INTERROGANTES BÁSICAS

- ¿Es factible un nuevo patrón de consumo energético?
- ¿Se puede efectuar un cambio de la Matriz Energética que transite del petróleo al gas natural, para ganar competitividad de la industria y en general de la actividad económica, construyendo un mercado interno que permita la integración gasífera del Perú?
- ¿A qué precio se debe vender el gas en el mercado interno?
- ¿Con las reservas probadas de gas de los Lotes 56 y 88 de Camisea estaría solucionada la demanda interna y se podría llevar a cabo la exportación a México?
- ¿Qué Empresas tienen Contratos firmados para que Pluspetrol abastezca de gas?
- ¿A qué precio el Perú exporta gas a México?
- ¿Por qué existe conflicto de intereses entre Perú LNG y el Consorcio Camisea?
- ¿Es prioridad de todo Estado en materia energética el abastecimiento de su mercado interno?
- ¿De donde más podría salir gas para la exportación?
- ¿Será el Gasoducto Andino una opción seria para el cambio de la Matriz Energética?
- ¿Es cierto que en el Perú se ha implementado una Política de Negocios, pero no una Política Energética, pues cada empresa toma sus decisiones en base a su propia estrategia empresarial?
- ¿Somos una economía enferma o sana en materia del patrón de consumo energético?
- ¿Estamos utilizando correctamente las posibilidades del gas natural?
- ¿Podemos convertirnos en exportadores de electricidad en América Latina?

1.3 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

La presente investigación es un tema relevante y se justifica por las siguientes razones:

- a) **El estudio es de actualidad**, ya que el cambio de la matriz energética y su relación con los precios de las tarifas eléctricas y el medio ambiente es un tema que viene siendo abordado por los especialistas y los académicos más connotados a nivel mundial, dado que tiene vital importancia para poder mejorar la calidad de la energía utilizada, así los impactos positivos que puede generar en la calidad de vida de la población, al contribuir en el cuidado del medio ambiente y el poder disfrutar de energías más limpias y más baratas.
- b) Otra razón que justifica la realización del presente estudio de investigación es **su pertinencia**, dado que tiene relación con el área de formación recibida en el programa del doctorado realizado.
- c) Asimismo, **su trascendencia**, ya que servirá de base para la realización de posteriores investigaciones relacionadas al tema de estudio.
- d) El estudio también se justifica por **su utilidad**, dado que la información que se obtendrá, permitirá contribuir en el establecimiento de estrategias orientadas a la necesidad de poder concretar el cambio de matriz energética en nuestro país. No olvidemos que en este estudio se recoge información detallada brindada por un conjunto de especialistas en materia energética y en relación al tema de estudio.
- e) Esta investigación se hace imprescindible en razón a la **inexistencia de una política energética nacional**, porque la realidad es crítica a pesar de los grandes recursos naturales que se posee, como son los recursos gasíferos de Camisea, el gran potencial hidráulico desaprovechado y las reservas de carbón no explotadas comercialmente. Sin embargo, nuestra matriz energética aún es dependiente del petróleo crudo como fuente de energía comercial, con el agravante de que los precios internacionales y derivados inciden en las tarifas eléctricas, en los combustibles y en los costos industriales.

La investigación se enmarca en analizar el impacto del cambio en la matriz energética en los niveles de las tarifas eléctricas en el Perú, es decir, si efectivamente a cualquier cambio en la referida matriz va a tener una relación directa con el nivel de las tarifas eléctricas.

En función a los resultados de la investigación, de lo que se trata es de promover un cambio de la matriz energética que transite del petróleo al gas natural, para ganar competitividad de la industria, y, en general, de la actividad económica, construyendo un mercado interno que permita la integración gasífera del país.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 MARCO CONCEPTUAL

2.1.1 MATRIZ ENERGÉTICA

La matriz energética es una tabla donde se analizan las diferentes fuentes energéticas de un país, qué se hace con ellas, de dónde provienen y cómo las usan (Castro, 2010). Para Bolaños (2011), una matriz energética es un esquema en el que se contabilizan las diferentes fuentes de energía de las que dispone un país o una región, indicando la importancia de cada una de éstas en cuanto a su uso y su modo de consumo, y que en ella, básicamente se visualiza la generación, oferta y consumo de energía.

La matriz energética describe de cada fuente de energía la producción, consumo, importación, exportación y reservas. Asimismo, la matriz energética identifica el tipo y cantidad de energía que usa cada sector económico (sector residencial, sector industrial, sector comercial, sector agropecuario, sector agroindustrial, sector público, sector transporte, sector pesquero y sector minero). De esta forma, la matriz energética identifica cuánta energía se gasta, cuánta energía se necesita, de cuánta energía se dispone, cuánta energía se importa o se exporta y cuánta energía se produce (Gamio, 2010).

En la matriz energética se aborda el balance energético, el mismo que contabiliza el flujo de energía entre las diferentes etapas de la cadena energética y los mecanismos por los que la energía se transforma, así como las relaciones de equilibrio entre la oferta y la demanda (Vallespín, 2009).

El análisis de la matriz energética es fundamental para orientar la planificación del sector energético, lo que garantizará el correcto uso y producción de energía producida. Una de las informaciones más importante obtenida es la cantidad de recursos naturales que se utilizan para ver si los recursos se están utilizando de manera racional (Gamio, 2011).

Para efectos de la presente investigación, la matriz energética (peruana) se mide a través de los siguientes indicadores:

- La base actual de la matriz energética (peruana)
- CC.TT. a Diesel que despachan en el SEIN
- CC.HH. que despachan en el SEIN
- CC.TT. a Gas Natural actuales
- CC.TT. a Gas Natural previstas a ejecutarse con Camisea

Cuando hablamos de matriz energética es importante tomar en cuenta los diferentes tipos de energía existentes en el mundo, los cuales pueden formar parte de una determinada matriz energética. Veamos a continuación:

Tipos de energías

1) Energías renovables

- Energía solar
- Energía eólica
- Energía geotérmica
- Energía hidráulica
- Energía undimotriz
- Energía maremotriz: variación nivel
- Energía de las corrientes marinas
- Energía ondas superficie mar
- Energía olas: al chocar contra la costa
- Energía osmótica: diferencia de presión
- Energía maremotérmica: ciclo Rankine
- Biomasa
- Gradiente térmico oceánico

2) Energías no renovables

- Energía nuclear
- Carbón
- Gas natural
- Petróleo

Fuentes de energía

Hay fuentes de donde proviene la energía sin la intervención del hombre y otras que logra transformar por medio de tecnología. Por ello, por lo general se dividen en dos:

- Energías primarias

Son aquellas provistas por la naturaleza de forma directa que no pasan por ningún proceso de transformación:

- Agua
- Petróleo crudo
- Biomasa (leña, residuos vegetales y animales ...)
- Carbón mineral
- Solar
- Gas natural
- Aire

Energías secundarias

Son aquellas que resultan de un proceso de transformación en una central por medio de la aplicación de alguna tecnología:

Refinerías (diesel, gasolinas, kerosene, GLP, gas licuado, coque, etc.)
Centrales de energía eléctrica:
Centrales termoeléctricas
Centrales hidroeléctricas
Centrales geo-termo-eléctricas
Centrales nucleares
Centrales de ciclo combinado
Centrales de turbo-gas

2.1.2 CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA

El cambio de la matriz energética implica que se producen variaciones en la participación de las diferentes energías en cuanto a su producción, consumo, importación, exportación y reservas (Romero, 2010).

Cada tipo de consumidor usa una cierta cantidad de energía y de una fuente específica, y esto depende del modelo de desarrollo, de la forma de producir y consumir, pero también de usar o derrochar la energía.

Según la forma y cantidad de usar la energía puede tener impactos sociales, ambientales, económicos, culturales y políticos.

No sólo a nivel nacional podemos modificar la matriz energética, sino inclusive hasta en una comunidad. Sin embargo, el problema no es sólo cambiar la matriz energética, sino también cambiar el sistema de producción. No basta con buscar alternativas para conseguir la misma energía que demandamos, si es que no cambiamos el sistema de vida.

“El Perú debe cambiar su matriz energética, usar el gas y las fuentes renovables que tenemos en abundancia, cuyo costo con tecnologías modernas es ya competitivo, y el manejo adecuado de bosques podría permitir alcanzar el objetivo de una economía baja en carbono. Al mismo tiempo debemos prepararnos para la huella ecológica en los negocios y emprendimientos. Todo esto nos va a permitir ser más competitivos” (Herrera Descalzi, 2010).

Con el petróleo por encima de los 100 dólares el barril es un imperativo económico usar más y mejor nuestro gas y las tecnologías renovables.

2.1.3 LA NUEVA MATRIZ ENERGÉTICA

Especialistas como Ballesteros (2008), Baldeón (2010) y Herrera Descalzi (2011) coinciden en que la nueva matriz energética requiere de tres características centrales: eficacia (su objetivo es lograr proveer de energía a la totalidad de la demanda), eficiencia (cumplir su objetivo optimizando recursos) y equidad (en su generación, acceso y distribución).

Además de ser eficaz, eficiente y equitativa, Gamio (2011) y Santander (2012) señalan que una matriz energética pensada para el siglo XXI debería superar cuatro obstáculos que actualmente se encuentran presentes en los recursos energéticos: concentración, dependencia, contaminación y agotamiento. Es decir, necesitamos pensar una matriz descentralizada de zonas geográficas específicas, diversificada en diferentes recursos y tipos de energía, limpia de contaminación para establecer un equilibrio entre medioambiente y sociedad; y finalmente, renovable para su proyección, regeneración y durabilidad en el tiempo. En ese sentido, estos autores mencionan que para que sea posible empezar esta transición hacia una matriz eficaz, eficiente, equitativa, desconcentrada, diversificada, limpia y renovable, se necesitan tres ejes para su viabilidad: conocimiento, tecnología y Políticas de Estado.

¿Por qué conocimiento? Porque posibilita generar investigaciones y visiones estratégicas en torno a las energías alternativas, y porque genera proyectos a futuros que permiten abrir nuevas perspectivas y mejorar las actuales.

¿Por qué tecnologías? Porque para lograr un diseño y una apropiación de los recursos existentes y de aquellos a generar es indispensable contar con los instrumentos y herramientas estratégicas que generan las tecnologías.

¿Por qué Políticas de Estado? Porque son imprescindibles para sostener el proyecto en el tiempo, para lograr una acción sinérgica entre agentes económicos, gobiernos y ciudadanía, para lograr el desarrollo de políticas que auspicien diferentes energías alternativas, para potenciar un rol activo del Estado en la coordinación de las reglas y procedimientos futuros. Porque sin una acción protagónica del Estado en el desarrollo energético, el futuro va a copiar las características de juego actuales y habría una reproducción de la concentración y asimetrías que rigen el actual mercado energético.

2.1.4 TARIFAS ELÉCTRICAS

Bonifaz (2009) define la tarifa eléctrica como el costo de las actividades que hacen referencia al suministro de energía eléctrica para los consumidores, ya sean personas físicas o jurídicas, que compran la energía para su propio consumo. Estos consumidores deben abonar las tarifas de acceso a las redes y adquirir su energía en el mercado al precio que corresponda.

Alcázar (2010) señala que las tarifas eléctricas contienen las cuotas y condiciones que rigen los suministros de energía eléctrica y se identifican oficialmente por su número y/o letra(s), según su aplicación.

Para efectos de la presente investigación, las tarifas eléctricas las podemos medir a través de los siguientes indicadores:

- El nivel actual de las Tarifas Eléctricas.
- El nivel de Tarifas Eléctricas al cambio de la Matriz Energética.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 EL COSTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La realidad es que todo el mundo habla de energías renovables como “energía limpia y barata”, por su beneficio al medio ambiente al no emitir altos grados de contaminación y, como la mayoría se obtiene de la naturaleza misma, se dicen que son baratas. Pero volvemos a la cuestión, esa cuestión que plantean muchos expertos, tales como Schneider (2007), Otero (2008) Luque (2010) y Lewin (2011), diciendo que no son tan baratas como se dice, pues levantar una central energética renovable tiene mayores costos que una central de electricidad como vemos en la actualidad; incluso su distribución encarece costos, pues llevar energía desde el punto de obtención a distintos puntos del planeta con la intensidad de obtención original es algo muy improbable con la tecnología actual.

Sin embargo, como señalan Peiró (2009), Lawrence (2010) y Moscoso (2012), la realidad revela que las energías renovables igualmente pueden levantarse, siempre y cuando quien lo haga posea el dinero necesario para solventar su creación y puesta en funcionamiento. La energía hidroeléctrica, a diferencia del resto, la principal economía esta basada en que la materia prima es netamente natural (agua) y sólo se debe invertir en la construcción de la central. Lo mismo ocurre con las centrales eólicas y solares.

Si bien es cierto que la energía procedente del gas natural no es tan barata, sin embargo, su gran uso en empresas comercializadoras y otras empresas de suministro de combustible hacen que sea amortizada rápidamente. Esto es muy relevante especialmente en países que tienen grandes reservas de gas natural.

2.2.2 IMPORTANCIA DEL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA PERUANA PROPUESTA POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

El suministro energético es parte de la seguridad esencial de una nación porque está vinculado a la matriz energética, la cual se relaciona con la estructura de consumo de las fuentes de energía y con la infraestructura que permite sus sucesivas transformaciones en energías secundarias, hasta llegar a las formas en que se consume.

El agotamiento o el encarecimiento desmedido de alguna de las fuentes relevantes de energía pueden motivar un cambio de matriz energética. Es el caso del Perú con el petróleo, del cual se importa cerca de la mitad de lo que consume (Herrera Descalzi, 2010).

La naturaleza provee abundante energía limpia. La restricción para su aprovechamiento por el ser humano no es su escasez; es la insuficiencia de desarrollo científico y tecnológico para aprovecharla.

El desarrollo científico y tecnológico se ha encaminado hacia el aprovechamiento masivo de las fuentes consideradas abundantes y seguras para su época; así, se

ha llegado al dominio sobre los combustibles fósiles, nacidos con la máquina de vapor que permitió la revolución industrial y continuados con la energía nuclear, hasta convertirse hoy en día en fuentes inconvenientes, sea por previsible escasez (gas y petróleo) o efectos adversos como, contaminación, que afecta a la salud humana (humos, partículas, ...) y a la naturaleza (lluvia ácida,...), al medio ambiente (cambio climático) o a la seguridad (deshechos nucleares).

El agotamiento del modelo energético actual (basado en los combustibles fósiles y la energía nuclear) conduce inevitablemente a una etapa de transición (que cubrirá la mayor parte del presente siglo XXI), en la que conviven fuentes conocidas y desarrolladas (renovables, fósiles, nucleares) mientras se desarrollen las tecnologías que permitan un mejor y mayor aprovechamiento de energías renovables (solar, eólica, geotermal, mareomotriz, biomasa, oceanotérmica) y el acceso a otras sobre las que se carece de desarrollo suficiente: nuclear, solar espacial (Mutschler, 2009).

El término de desarrollo o nivel de desarrollo tecnológico de una fuente de energía, involucra alcanzar, al menos: conocimiento científico suficiente, capacidad tecnológica de producción masiva, desarrollo comercial y logístico para atender globalmente necesidades de equipamiento, insumos, repuestos, soporte técnico, alcanzar un costo de producción razonable, que permita precios razonables y buen nivel de aceptación social y ambiental, en su producción y aprovechamiento (Agencia Internacional de Energía, 2011).

Cambiar de matriz energética es una tarea de magnitud mayor, porque implica modificar la infraestructura para que en lugar de transformar y transportar unas fuentes de energía, hacerlo con otras. Una idea de la magnitud que la tarea implica en cuanto a plazos, presupuestos y continuidad en las decisiones, es la hasta ahora, en casi 10 años de proyecto, no lograda modificación de la Refinería de Talara, diseñada originalmente para poder refinar crudos ligeros y dulces producidos en el litoral norte del Perú, que ahora debe procesar crudos pesados y ácidos provenientes de la selva norte y producir destilados livianos con bajo contenido de azufre (Herrera Descalzi, 2011).

Una tarea de modificación de la matriz energética no se emprende a menos que existan razones muy poderosas. No se puede soportar sobre ideas vagas, sin horizontes claros, con imprevistos. No se puede apoyar en reservas especulativas; se necesita hacerlo en base a recursos conocidos, con reservas certificadas (Herrera Descalzi, 2010).

El cambio de matriz energética se sustenta en la respuesta a dos preguntas: ¿Dónde estamos?; y ¿A dónde queremos llegar y en qué plazo?. La primera pregunta es el diagnóstico; donde se requiere realizar un balance de energía del país, para conocer: los recursos de energía con que cuenta; la estructura de la producción, transformación y consumo de energía; y su relación con los sectores de consumo. La segunda pregunta requiere determinar el ritmo de crecimiento de la demanda de energía, el cual se establece vía escenarios, que dependen principalmente de las proyecciones del crecimiento económico, poblacional y del precio de la energía, así como los recursos que se deberán emplear.

El proceso tiene una duración acumulada de unos 40 a 50 años, lo que implica que los recursos energéticos con que se cuente deberían poder soportar un proceso con una vida acumulada de unos 50 años. Un caso visible es la inserción del uso masivo de gas natural en el Perú; el cambio se inició el año 2000, al 2010 solo ha logrado avances significativos en Lima, en otros 10 años debería alcanzar otras regiones importantes en el Perú y el resto del período (30 años adicionales) es lo requerido para consumir y depreciar la infraestructura creada en los años anteriores (Romaní y Arroyo, 2012).

En general, las necesidades de energía de un país o región se pueden reducir a contar con fuentes de energía, propias o importadas, que le permitan: Producción de energía eléctrica; calor industrial; y un combustible líquido para el transporte.

La producción de energía eléctrica se puede cubrir con: fuentes renovables convencionales (hidroenergía); fuentes renovables menos convencionales (eólica, solar, geotermal, biomasa); fuentes no convencionales (oceanotérmica, mareomotriz,...); o fuentes de combustibles fósiles (carbón, gas natural y diesel).

Se entiende como fuentes convencionales a aquellas sobre las que se tiene amplia y larga experiencia y que cuentan con tecnología desarrollada, que, en general, permite costos de producción dentro de estándares aceptables. Se entiende por energías menos convencionales a aquellas conocidas, sobre las que existe experiencia limitada en cuanto a cantidad (número de casos) o antigüedad (experiencia acumulada) y cuyo proceso tecnológico muestra logros significativos en plazos relativamente cortos; una buena idea del concepto la da una curva de evolución de su costo de capacidad unitaria.

Una fuente no convencional es la que cuenta con poca experiencia tecnológica y poca o ninguna experiencia comercial, que todavía se encuentra en proceso de desarrollo, sobre la que se espera desarrollo significativo pero en plazos indeterminados o muy largos.

2.2.3 CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA Y LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN EL PERÚ

Con relación al cambio de la matriz energética y las tarifas eléctricas en el Perú, autores como Osorio (2010), Herrera Descalzi (2011) y Villavicencio (2012) coinciden en que los temas en el debate de la agenda actual son los siguientes:

- a) La medida en que el cambio de la matriz energética peruana puede permitir una reducción significativa de las tarifas eléctricas.
- b) La posibilidad real de poder concretar el cambio de la matriz energética peruana para lograr reducir las tarifas eléctricas.
- c) La capacitación necesaria sobre el cambio de la matriz energética peruana en base al uso del gas natural, lo cual permita la reducción de las tarifas eléctricas.

En este contexto, hay que señalar que de acuerdo a la información proporcionada por el Ministerio de Energía y Minas, el uso del gas natural en la matriz energética peruana ya está en un nivel de 17% del total, mientras que el del petróleo y sus derivados se ha reducido de 62% a 51% en los últimos años. Asimismo, señala que la fuente energética en base a carbón representa el 5% del total, mientras que la que utiliza energía renovable representa el 27%. Hay que indicar que antes del gas de Camisea el uso del petróleo y sus derivados ocupaban el 62% de nuestra matriz energética y el de los combustibles renovables el resto, pues el gas natural prácticamente no figuraba. Sin embargo, el Ministerio de Energía y Minas señala que, en el desagregado, el uso del gas natural en el transporte está muy rezagado, pues sólo representa el 3% del total, mientras que en la industria representa el 19%, y en la zona residencial el 1%. En ese sentido, el Ministerio de Energía y Minas enfatiza que lo que se quiere es diversificar la matriz energética en el Perú.

Por lo tanto, es relevante señalar que una condición fundamental para poder reducir las tarifas eléctricas en el Perú es lograr diversificar la matriz energética. Autores y especialistas como Osorio (2010), Herrera Descalzi (2011) y Romaní y Arroyo (2012) coinciden en dicha proposición.

2.2.4 EL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA PERUANA SOBRE LA BASE DE LA PRIORIZACIÓN DE LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS ENERGÉTICOS EN GAS NATURAL E HIDROELECTRICIDAD

Otro aspecto del debate tiene que ver con el hecho de que el cambio de la matriz energética peruana está basado en la priorización de la ejecución de proyectos energéticos en gas natural e hidroelectricidad, tales como:

- a) El análisis de si la generación hidroeléctrica sobrepasará mayoritariamente o no en el futuro a la generación de electricidad con gas natural en la matriz energética.
- b) El análisis de si la mayor parte del gas natural se usará o no en las Centrales Térmicas para la generación eléctrica que se despacha en el SEIN.
- c) El análisis de si los gasoductos regionales se construirán con subsidio del Estado para consolidar el cambio de la matriz energética y atenuar el malestar social.
- d) El análisis de si el Proyecto del Gasoducto Sur Andino apoyará el cambio de la matriz energética y el desarrollo de la Macro Región Sur del Perú.
- e) El análisis de si la utilización del gas natural en la industria petroquímica será el pivote de la actividad de Investigación y desarrollo en el país.
- f) El análisis de si la Carretera Interoceánica Brasil - Perú promoverá el desarrollo de la industria petroquímica en el sur del Perú.

- g) El análisis de si los Gasoductos Regionales se desarrollarán con garantías de usuarios y si serán concesionados en el futuro.
- h) El análisis de si el proyecto de exportación del gas natural probará ser más beneficioso que los proyectos que promuevan el uso local nacional.
- i) El análisis de si los lobbies internacionales dificultarán la ejecución de proyectos que promueven el uso local (nacional) del gas natural.
- j) El análisis de si el malestar en la Macro Región Sur presionará la ejecución del Proyecto del Gasoducto Sur Andino.
- k) El análisis de si los proyectos de gasoductos regionales deberán ser financiados a través del financiamiento privado mediante el sistema BOT que posibilitaría su inmediata ejecución.

Para nuestra investigación es fundamental poder conocer el punto de vista de los expertos con respecto a todos estos temas.

2.2.5 DIVERSIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD DE LA MATRIZ ENERGÉTICA PERUANA

Gamboa y Cueto (2010) señalan que desde distintos marcos conceptuales ha sido difícil considerar un solo modelo de matriz energética, y que un modelo permite la planeación, la prognosis y el seguimiento de una hoja de ruta que logre mínimamente satisfacer la demanda nacional de energía con la proyección de una oferta o identificación de los recursos energéticos con que se cuenta a corto (anual), mediano (alrededor de 5 a 10 años) y largo plazo (décadas).

Desde el aspecto institucional tampoco se ha producido una respuesta clara sobre la regulación ambiental del aprovechamiento de los recursos naturales. Sin mencionar la debilidad institucional en la planificación del Centro Nacional de Planeamiento Estratégico (Ceplan), tampoco se ha producido una evaluación ambiental y social estratégica de las políticas sectoriales, ni la adecuación de la regulación de la certificación ambiental a lo señalado por el Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, ni un liderazgo del Ministerio del Ambiente (Minam) en el proceso de planificación estatal, ya que para construir un modelo de gobernanza necesitamos contar con una institucionalidad que impulse la planificación, capacidad de gestión, transparencia, participación y rendición de cuentas en el sector extractivo o de infraestructura (Enrique y Cueto, 2010)..

Es importante tratar de identificar las condiciones para desarrollar hidroeléctricas en el Perú, especialmente las que necesitan de grandes represas. Tanto el proceso de planificación energética, como el marco legal hidroeléctrico, el modelo de regulación, el uso final en el mercado interno, la venta de electricidad al exterior (futuro Acuerdo Energético entre Perú y Brasil), y los posibles proyectos en energía (como por ejemplo hidroeléctricas por encima de los 1 000 metros de

altura) son determinantes como decisiones políticas que pueden generar conflictos socioambientales y/o inconsistencias en función a su viabilidad y el uso de la energía eléctrica.

En este contexto, es relevante tomar en cuenta el concepto de gobernanza energética, que si bien no es un concepto nuevo, sin embargo, es una noción de gestión pública que permite consolidar el liderazgo del Estado en el aprovechamiento de los recursos naturales que producen energía. Al aplicar una propuesta metodológica que toma como referente los indicadores de gobernabilidad del Banco Mundial y del World Resources Institute (WRI), se puede apreciar con mayor claridad un modelo de gobernanza (un mínimo y preciso estudio de línea base y un marco de efectividad por resultados) que demuestra el impacto real de los cambios políticos, legales y prácticas institucionales, proceso que permite construir una matriz energética guiada por principios de equidad, sostenibilidad, rentabilidad y seguridad energética.

Uno de los elementos necesarios para el sector energético y específicamente eléctrico en nuestro país es el gobierno y equilibrio de los principios políticos. Esto significa que las acciones del Estado y del mercado en las próximas décadas deben estar guiadas por una coherencia de objetivos a favor del bienestar de nuestra sociedad y ciudadanos.

3. ANÁLISIS DE ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

Luego de haber realizado una revisión minuciosa y detallada en diferentes fuentes bibliotecarias y de Internet, se ha encontrado algunos estudios relacionados al tema y al problema de investigación planteados. A continuación describimos de forma breve y concreta la relación de antecedentes de la presente investigación:

- 1) Un estudio realizado por **Gamio, Pedro (2007)**, titulado: “**Cambio de matriz energética y desarrollo sostenible. Objetivos de política de Estado**”, publicado por el Ministerio de Energía y Minas, Lima, Perú, concluye que es indispensable asegurar el abastecimiento de la energía a costos competitivos que requiere el crecimiento de la economía, dentro de un marco institucional que promueva el desarrollo sostenible del país, para lo cual es fundamental modificar la actual matriz energética del Perú mediante el desarrollo de las fuentes primarias disponibles en el país. Asimismo, que la idea es consumir lo que tenemos (gas natural y recursos hídricos) y dejar de consumir lo que el país no produce e importa (principalmente diesel), y que existe la necesidad de promover el desarrollo sostenible de las fuentes renovables de energía (hidroenergía, energía geotérmica, eólica, solar y biocombustibles).
- 2) Un estudio realizado por **Mutschler, Manfred (2009)**, titulado: “**Matriz energética en el Perú y contribución de las energías renovables**”, con el auspicio de la Fundación Friedrich Ebert, llegó a la conclusión de que el Perú dispone de un potencial muy grande energías renovables, en particular de

energía solar, con promedios mensuales altos, de 5 KWh/m² día o más, durante todo el año y en casi todo su territorio, así como de un potencial hidroeléctrico muy alto comparado con su aprovechamiento actual y también comparado con la demanda de energía eléctrica del país, y que si le agregamos la energía que se puede generar a través del uso del gas natural, la matriz energética del Perú no sólo debería cambiar sustancialmente, en especial en términos de disminución del uso Diesel, que es mayoritariamente importado y caro, lo cual podría permitir lograr reducciones importantes en el costo de las tarifas eléctricas en el Perú.

- 3) Otro estudio realizado por **Gamio, Pedro (2010)**, titulado: **“Matriz energética y desarrollo sostenible”**, concluye que el Perú debe cambiar su matriz energética, usar el gas y las fuentes renovables que tenemos en abundancia, cuyo costo con tecnologías modernas es ya competitivo y el manejo adecuado de bosques podría permitir alcanzar el objetivo de una economía baja en carbono, y que al mismo tiempo debemos prepararnos para la huella ecológica en los negocios y emprendimientos, y que eso nos va a hacer más competitivos. El autor deja en claro que el petróleo por encima de los 100 dólares el barril es un imperativo económico usar más y mejor nuestro gas y las tecnologías renovables.
- 4) Un estudio realizado por **Herrera Descalzi, Carlos (2010)**, titulado: **“Matriz Energética en el Perú y Energías Renovables. Energías convencionales, combustibles fósiles y sistema eléctrico**, con el auspicio de la Fundación Friedrich Ebert, concluye que el agotamiento o el encarecimiento desmedido de alguna de las fuentes relevantes de energía puede motivar un cambio de la matriz energética, y que es el caso del Perú con el petróleo, del cual importa cerca de lo que se consume. Asimismo, que en el caso del Perú, la naturaleza provee abundante energía limpia, y que por lo tanto, la restricción para su aprovechamiento no es su escasez, sino la insuficiencia de desarrollo científico y tecnológico para aprovecharla.
- 5) Un estudio realizado por **Vallespín, Patricio (2011)**, titulado: **“Importancia del cambio de la matriz energética en América Latina”**, concluye que es posible avanzar hacia una matriz energética sustentable con un uso eficiente de ésta en los países de América Latina, continente que, al disponer de una diversidad de potencialidades energéticas inigualables, podría dar un ejemplo de compromiso para alcanzar el desarrollo sustentable. Asimismo, que es necesario asumir dos desafíos esenciales: en primer lugar, abrir mayores espacios para la generación de energía a través de las energías renovables no convencionales (ERNC), y en segundo lugar, la eficiencia energética como prioridad de nuestras políticas públicas. Además, es pertinente señalar que ambos aspectos son parte de las recomendaciones del reciente encuentro del Panel de Expertos para el Cambio Climático (IPCC), realizado en mayo del 2011 en Abu-Dhabi, donde se señala que en 40 años, las energías renovables podrán cubrir cerca del 80% del consumo mundial de energía, como también la eficiencia energética debe ser la punta de lanza de las políticas energéticas de los países que quieran reducir los efectos del cambio climático.

4. OBJETIVOS

4.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo general es el siguiente:

Analizar el impacto del Cambio de la Matriz Energética en las Tarifas Eléctricas Peruanas.

4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Verificar si en un despacho económico de energía los costos de producción de energía eléctrica en base a gas natural son los más eficientes.
- Indagar si las reservas del Gas de Camisea alcanzan para hacer sostenible en el tiempo las Centrales Térmicas previstas a ejecutarse y la implementación de Polos Petroquímicos.
- Analizar si en el Sistema Tarifario Peruano la cadena del gas tiene una estructura coherente, tanto en su fase de producción, transmisión y comercialización.
- Verificar si existe desequilibrios entre las reservas y la producción de energía en el Perú.

5. HIPÓTESIS

5.1 HIPÓTESIS GENERAL

Dado: Que el cambio de matriz energética que se tiene previsto en el Perú debe responder al uso de las fuentes de energía disponibles y eficientes, pero sobre todo con inteligencia estratégica en su empleo y desarrollo sostenible, así como el hecho de que el Perú tiene con el gas de Camisea una gran oportunidad de recomponer e influenciar en su desarrollo a través de un replanteamiento de su matriz productiva, relacionando esta al cambio de la matriz energética que se traducirá en ahorros de costos de la energía eléctrica.

Es probable: Que haya consenso entre la mayoría de los expertos de las empresas públicas y privadas del sector eléctrico peruano con respecto al hecho de que el cambio de la matriz energética impactará de forma significativa en los niveles de las tarifas eléctricas peruanas.

5.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- Existe correlación en un despacho económico de energía para que los costos de producción de energía eléctrica en base a gas natural sean los más eficientes.
- Las reservas del Gas de Camisea son suficientes para hacer sostenible en el tiempo la producción de energía eléctrica a través de Centrales Térmicas a Gas Natural previstas a ejecutarse en el Sur del Perú y la implementación de Polos Petroquímicos.
- La cadena de gas en el Sistema Tarifario Peruano tiene una estructura coherente tanto en su fase de producción, transmisión y comercialización, que podría redundar en precios eficientes de la energía eléctrica.

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO OPERACIONAL

1. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Para la recolección de información se utilizarán las siguientes técnicas:

- a) La técnica documental (para realizar el marco teórico).
- b) La técnica de la encuesta, para lo cual se hará uso del Método de Encuesta DELPHI.

Por lo tanto, se utilizarán los siguientes instrumentos:

- a) Ficha de observación documental (material impreso)
- b) El cuestionario

2. CAMPO DE VERIFICACIÓN

2.1 UBICACIÓN ESPACIAL

Nacional

2.2 UBICACIÓN TEMPORAL

Estructural

2.3 UNIDADES DE ESTUDIO

2.3.1 POBLACIÓN

La población del estudio comprende a todos los expertos de las empresas públicas y privadas del sector eléctrico peruano.

2.3.2 MUESTRA

La muestra del estudio comprende a 260 expertos de las empresas públicas y privadas del sector eléctrico peruano.

TAMAÑO DE LA MUESTRA = 250

3. ESTRATEGIA PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Para la recolección de datos se han considerado las siguientes estrategias:

3.1 Organización

La duración total del estudio está prevista para 90 días, correspondiendo 30 días para la recolección de datos y todo tipo de información que conlleven a un buen resultado.

3.2 Recursos

Los recursos para la recolección de datos serán cubiertos íntegramente por el graduando.

3.3 Validación de los Instrumentos

La validación de los instrumentos será efectuada a la luz de los resultados obtenidos una vez tabulada y sistematizada la información de campo.

3.4 Criterios para el manejo de resultados

Investigación de campo

a) Tabulación

Se empleará una matriz de tabulación para sistematizar las respuestas de las cédulas de entrevistas

b) Tratamiento Estadístico

Para la prueba estadística se utilizará la distribución normal

c) Valor Estadístico de la Prueba

Es el valor obtenido a partir de la información que se utiliza para determinar si se rechaza la hipótesis nula

En las pruebas de hipótesis para la media (μ), el valor estadístico de la prueba (z) se determina a partir de:

$$\text{Fórmula: } Z = \frac{X - \mu}{\sigma/\sqrt{n}}$$

d) Cuadros y Gráficas

La matriz de tabulación y los cálculos estadísticos generarán los cuadros donde la información se mostrará claramente organizada y sistematizada, para ello se utilizará la Hoja de Cálculo del MS - Excel.

e) Estudio de datos sistematizados

El análisis de la información se realizará considerando los objetivos y la hipótesis, intentado llegar al exacto conocimiento de las variables e indicadores.

4. CRONOGRAMA DE TRABAJO

TIEMPO ACTIVIDADES	MES 1				MES 2				MES 3				
	SEMANAS				SEMANAS				SEMANAS				
1.- Recolección de datos	x	X	x	x									
2.- Estructuración de resultados					x	x	x	x					
3.- Informe final										x	x	x	
4.- Presentación y exposición													x

MATRIZ DE CONSISTENCIA

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	INDICADORES	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS
¿Cuál es el impacto del cambio de la matriz energética en el sistema tarifario peruano – 2011?	<p>GENERAL:</p> <p>Analizar el impacto del cambio de la Matriz Energética en las Tarifas Eléctricas Peruanas.</p> <p>ESPECÍFICOS:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Verificar si en un despacho económico de energía los costos de producción de energía eléctrica en base a gas natural son los más eficientes. ○ Indagar si las reservas del Gas de Camisea alcanzan para hacer sostenible en el tiempo las Centrales Térmicas previstas a ejecutarse y la implementación de Polos Petroquímicos. ○ Analizar si en el Sistema Tarifario Peruano la cadena del gas tiene una estructura coherente, tanto en su fase de producción, transmisión y comercialización. ○ Verificar si existe desequilibrios entre las reservas y la producción de energía en el Perú. 	<p>HIPÓTESIS GENERAL:</p> <p>Dado: Que el cambio de matriz energética que se tiene previsto en el Perú debe responder al uso de las fuentes de energía disponibles y eficientes, pero sobre todo con inteligencia estratégica en su empleo y desarrollo sostenible, así como el hecho de que el Perú tiene con el gas de Camisea una gran oportunidad de recomponer e influenciar en su desarrollo a través de un replanteamiento de su matriz productiva, relacionando esta al cambio de la matriz energética que se traducirá en ahorros de costos de la energía eléctrica.</p> <p>Es probable: Que haya consenso entre la mayoría de los expertos de las empresas públicas y privadas del sector eléctrico peruano con respecto al hecho de que el cambio de la matriz energética impactará de forma significativa en los niveles de las tarifas eléctricas peruanas.</p> <p>HIPÓTESIS ESPECÍFICAS:</p> <p>Existe correlación en un despacho económico de energía para que los costos de producción de energía eléctrica en base a gas natural sean más bajos.</p> <p>Las reservas del Gas de Camisea son insuficientes para hacer sostenible en el tiempo las Centrales Térmicas a Gas Natural.</p> <p>El Sistema Tarifario de la Cadena del Gas tiene una estructura coherente tanto en su fase de producción, transmisión y distribución.</p>	<p>Matriz Energética</p> <p>Tarifas Eléctricas</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Base actual de la Matriz Energética • CC.TT. a Diesel que despachan en el SEIN • CC.HH. que despachan en el SEIN • CC.TT. a Gas Natural actuales • CC.TT. a Gas Natural previstas a ejecutarse con Camisea • Nivel Actual de Tarifas Eléctricas • Nivel de tarifas al cambio de la matriz energética 	<p>TÉCNICAS:</p> <p>Observación Documental Encuesta (DELPHI)</p> <p>INSTRUMENTOS:</p> <p>Ficha de Observación Documental Cuestionario</p>

ANEXO N° 2

ENCUESTA DELPHI

PREGUNTA 1: ¿Qué tan de acuerdo está con las siguientes afirmaciones sobre el Cambio de la Matriz Energética y sus efectos en el Sistema Tarifario Peruano?

Afirmación 1: El cambio de la Matriz Energética Peruana permite la reducción drástica de las tarifas eléctricas

Afirmación 2: Concretar el cambio de la Matriz Energética Peruana para reducir las tarifas eléctricas

Afirmación 3: Capacitación sobre el cambio de la Matriz Energética Peruana en base a gas natural que permite la reducción de las tarifas eléctricas.

PREGUNTA II: ¿Qué tan de acuerdo está en que debe priorizar la ejecución de proyectos energéticos en base a gas natural e hidroelectricidad para el cambio de la Matriz Energética?

Afirmación 4: La generación hidroeléctrica sobrepasa mayoritariamente la generación de electricidad con gas natural en la Matriz Energética.

Afirmación 5: La mayor parte del gas natural se usa en Centrales Térmicas para la generación eléctrica que se despacha en el SEIN

Afirmación 6: Gasoductos Regionales se construyen con subsidio del Estado para consolidar el cambio de la matriz energética y atenuar el malestar social

Afirmación 7: El Proyecto del Gasoducto Sur Andino apoya el cambio de la Matriz Energética y el desarrollo de la Macro Región Sur del Perú

Afirmación 8: La utilización del gas natural en la industria petroquímica es el pivote de la actividad de Investigación y Desarrollo en el país

Afirmación 9: La Carretera Interoceánica Brasil-Perú promovió el desarrollo de la industria petroquímica en el sur del Perú

Afirmación 10: Gasoductos Regionales se desarrollan con garantías de usuarios y son concesionados

Afirmación 11: El proyecto de exportación del gas prueba ser más beneficioso que los proyectos que promueven el uso local nacional

Afirmación 12: Lobbies internacionales dificultan la ejecución de proyectos que promueven el uso local (nacional) del gas natural

Afirmación 13: El malestar en la Macro Región Sur presiona la ejecución del Proyecto del Gasoducto Sur Andino

Afirmación 14: Los proyectos de gasoductos regionales deben ser financiados a través de financiamiento privado mediante el sistema BOT que posibilite su inmediata ejecución.

PREGUNTA III: ¿Qué tan e acuerdo está con las siguientes afirmaciones sobre el Gas Natural del Proyecto Camisea, las nuevas reservas encontradas y su aporte de este energético al cambio de la Matriz Energética Peruana ?

Afirmación 15: El Proyecto Camisea está ubicado en el Cusco y como tal ha favorecido el desarrollo de esa región y de sus ciudadanos

Afirmación 16: Las nuevas reservas en exploración adyacentes a Camisea, son mayores a las reservas de Tarija en Bolivia.

Afirmación 17: El uso de gas se convierte en una opción de distribución rentable.

Afirmación 18: El 50% de las estaciones de servicio del país venden GNV

Afirmación N° 19: Actividades de responsabilidad social implementadas por las empresas de gas contribuyen al desarrollo socio-económico y atenúan el malestar social en las comunidades.

Afirmación 20: El consumo doméstico es subsidiado por el sector industrial

Afirmación 21: Incremento del precio del GLP promueve el consumo domestico de gas natural

Afirmación 22: Contratos suscritos por gestiones anteriores con empresas del Consorcio Camisea dificultan el poder de negociación del actual gobierno.

Afirmación 23: Incremento de reservas de gas por nuevos descubrimientos en el país

Afirmación 24: Las pérdidas debido a accidentes relacionados a infraestructura de transmisión de gas se mantienen dentro de estándares internacionales

Afirmación 25: Los gobiernos regionales juegan un rol activo en las decisiones relacionadas con el gas

Afirmación 26: Los combustibles más contaminantes pagan más impuestos

Afirmación 27: Surgen problemas con países vecinos debido a temas relacionados con el gas

Afirmación 28: Es más fácil vender electricidad que gas a Chile

Afirmación 29: La asimetría de información dificulta la negociación del gobierno con actores globales

Afirmación 30: El comercio con el Brasil por la Carretera Interoceánica propicia el desarrollo de la industria petroquímica en el Sur

Afirmación 31: El gas natural sustituye al petróleo Diesel en el transporte público

Afirmación 32: El GNL transportado por carretera compite exitosamente con la distribución por gasoductos en la sierra

PREGUNTA IV: ¿Qué tan de acuerdo está en qué las siguientes normas y directrices deben formar parte de la Política Energética Peruana?

Tema 1: Incentivos tributarios para fomentar el consumo de gas natural en Centrales Térmicas en el Perú

Tema 2: Subsidios cruzados entre consumidores

Tema 3: Financiamiento de largo plazo para el acceso doméstico al gas

Tema 4: Mayor competencia en el mercado de instalaciones para el acceso doméstico al gas natural

Tema 5: Financiamiento vía Canon Gasífero para las universidades en investigación y desarrollo en ciencias relacionadas a la energía térmica en base a gas natural

Tema 6: Renegociación de contratos de concesión

Tema 7: El país debe interconectarse con Líneas de Transmisión el Alta Tensión con países vecinos

Tema 8: Las universidades y las empresas deben vincularse con la investigación tecnológica de productos de mayor valor agregado que usen energía

Tema 9: Campañas para desarrollar una cultura de consumo doméstico de gas natural

Tema 10: Incentivar la reconversión industrial a gas natural

Tema 11: Incentivar el consumo doméstico del gas natural

Tema 12: Incentivar el consumo de gas natural vehicular

Tema 13: Exportar GNL

Tema 14: Desarrollo de la industria petroquímica

Tema 15: Promover la utilización de energías alternativas

Tema 16: Subsidiar las energías menos contaminantes

Tema 17: Ofrecer incentivos para incrementar la exploración

Tema 18: Incrementar la competencia en el mercado energético específicamente en la generación eléctrica

PREGUNTA V: ¿Cuál es el mejor mercado para el gas natural peruano?

