



INSTITUTO GLOBAL DE ALTOS ESTUDIOS EN CIENCIAS SOCIALES
(IGLOBAL)

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

Análisis del Mercado del Gas Natural en la República Dominicana.
Impacto en el Sector Eléctrico y Propuesta de Modelo de Desarrollo y
Regulación

Tesis para optar por el título de
MÁSTER EN REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Proponente

Miguel Rafael Rosario

Director

Osvaldo González

Tutor

Julián Barquín

1 de marzo de 2013
Santo Domingo, República Dominicana

Autorizada la entrega de la tesis de master del alumno:

Miguel Rosario

.....

EL DIRECTOR

Osvaldo González

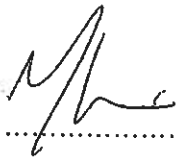


Fdo.:

Fecha: ...16 / Dic / 2012

EL TUTOR

Julián Barquín



Fdo.:

Fecha: ...21 / Dic / 2012

V°B° del Coordinador de Tesis

Luis Olmos



Fdo.:

Fecha: ...12 / 02 / 2013

DEDICATORIA

A Dios, por hacerme ver una vez más que cuando se trabaja con fe y esfuerzo, él siempre estará ahí dándonos su mano.

A mi familia: Mi esposa Sandra, mis niñas Emely y Yanira por brindarme apoyo incondicionalmente y por soportar todas mis ausencias producto del tiempo invertido en esta actividad. Gracias por ser el motor que me empuja cada día a seguir hacia delante.

A mi madre por su aliento y fe en mí, por estar siempre ahí para mí, gracias mamá,

A mi padre donde quiera que se encuentre.....por mostrarme la importancia del trabajo con tesón, gracias papá...

AGRADECIMIENTOS

A Osvaldo Gonzáles, el director de tesis, por creer en mí y por su apoyo desinteresado e incondicional. Por todo el tiempo y esfuerzo dedicado a la ardua tarea de revisar el trabajo y emitir consideraciones, gracias don OG.

A Freddy Obando, por darme la mano en momentos apremiantes...

A Jaime Misraji, por todos sus buenos aportes y consejos,

A Julián Barquín, el tutor de tesis, por todas sus recomendaciones y voluntad,

Al Organismo Coordinador del SENI, por forjarme como profesional del sector eléctrico y brindarme apoyo en la realización de este máster,

A AES Dominicana, por el gran soporte brindado

RESUMEN

El desarrollo adecuado de todo sistema eléctrico, está fundamentalmente asociado a los recursos económicos y naturales con que cuente el país en cuestión para disponer de las fuentes primarias de energía en la producción de electricidad a precios razonables. De esta forma se construyen las matrices de generación con las mezclas tecnológicas, optimizadas lo mejor posible en los países con mercados energéticos maduros, y aquellas mezclas que resulten viables para países en vía de desarrollo y tercermundistas. Así por ejemplo, regiones como Sur América y Centro América que cuentan con abundantes recursos hidráulicos, han desarrollado sus parques de generación a base de agua en mayor proporción, en Asia y América del Norte el carbón sigue teniendo amplio auge por la abundancia de éste, el gas natural en toda Europa y EU, los derivados del petróleo se consumen en todo el planeta y los recursos renovables que han tenido amplia difusión en Europa y América.

En el caso del gas natural el cual es hoy considerado por muchos como el combustible del futuro, su utilización inició como resultado colateral de la producción de petróleo, puesto que fue necesario dar un uso alternativo diferente al de quemarse o reinyectarse en los pozos en donde se buscaba extraer solo petróleo. En consecuencia, empezaron a evaluarse proyectos de gas natural licuado y de acuerdo a su viabilidad tomaban continuidad. Como los precios del petróleo tendían al alza y los costos de producción a la baja, el gas natural se hizo cada vez más factible económicamente, lo que incentivo el incremento de su demanda y producción paulatinamente en el largo plazo.

En República Dominicana, hasta la fecha, el mercado del gas es abastecido a través de una sola empresa, la cual suscribió un contrato de largo plazo con un proveedor internacional que le asegura volumen fijo y precio referenciados a NYMEX. En principio, el combustible fue utilizado exclusivamente en la generación de electricidad, hasta que surgieron nuevas

formas de consumo como el industrial, hotelero y transporte. Estos sectores, producto de la competitividad exhibida por el gas tanto en precio como en niveles de emisión, frente a los derivados del petróleo, decidieron modificar sus procesos productivos para consumir gas natural. Este incremento de la demanda interna, conjuntamente con el incremento en la demanda internacional, han producido que los precios de corto plazo de comercialización del gas ya no sean tan competitivos como en los inicios del mercado.

Dado el hecho de que el parque de generación con que cuenta la República dominicana, es obsoleto en su mayor parte, deficitario y económicamente insostenible, es fundamental la expansión de este sector, para que en el largo plazo el sistema eléctrico cuente con la suficiencia, una gestión de recursos que garanticen la firmeza en el mediano plazo y una operación que garantice la seguridad del suministro en el corto plazo.

Desde la perspectiva de la utilización del gas natural en los diferentes medios productivos de República Dominicana, y sobre la base de lograr un adecuado aprovechamiento de los recursos de este combustible, sus bondades energéticas y medioambientales, se han analizado los aspectos más relevantes desde el punto de vista técnico y regulatorio revisando la experiencia en otros países a fin de elaborar una propuesta de mercado de gas natural en el país, que contemple una normativa integral del su uso, así como el impacto en el sector eléctrico considerando la expansión de la generación.

ABSTRACT

The proper development of any electrical system is mainly associated with the natural and economic resource that are available in the country in question for take the primary energy sources for electricity production at reasonable prices. Thus in countries with mature energy markets, the generation arrays are constructed with the best blends technological, are optimized with the best option, in countries in developing and third world they are used mixtures viable for develop. For example, regions such as South America and Central America that have abundant water resources, its generation parks have been developed water-based to a greater extent, in Asia and North America the coal still has ample boom because its high production, the natural gas is used throughout Europe and the U.S., the petroleum and derivatives is consumed in worldwide and renewable resources that have been widely deployed in Europe and America.

In the case of natural gas which is now considered by many as the fuel of the future, its use began as a by-product of oil production, since it was necessary to use in alternative form to burning or reinjected into the hole where only wanted extracted petroleum. Consequently, they began to assess LNG projects and according to feasibility the project was taken continuity. As oil prices was tending to rise and production costs was tending to down, natural gas became increasingly economically feasible, what incentive the increase in demand and production gradually in the long term.

In the Dominican Republic, to date, the gas market is supplied by a single company, which signed a long term contract with an international supplier who give assures fixed volume and price indexed to NYMEX. In principle, the fuel was used only to generate electricity, until appearing the new forms of consumption such as industrial, hotel and transportation. These sectors deciding to modify its production processes to consume natural gas, because the competitiveness exhibited by the gas for both price and emission levels, compared with petroleum. This increase in domestic demand, together with

increased in international demand, made the gas natural prices in the short-term have not been competitive as in the beginning of the market.

Given the fact that the generation park available in the Dominican Republic, is obsolete, insufficient and economically unsustainable, it is essential expand this sector, for that in the long term the electrical system will getting the sufficiency, a resources management that will ensure firmness in the medium term and operations management that will ensure the supply secure in the short term.

From the perspective of the use of natural gas in the various means of production from the Dominican Republic, and on the basis of achieving a proper utilization of the resources of this fuel, the energy and environmental benefits, we have analyzed the most relevant point from the technically and regulatory side, including reviewing experience in other countries, for develop a natural gas market model in the country, that will include an integrated norm for using natural gas thus as the impact on the electricity sector considering the expansion of generation.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	2
ABSTRACT	4
ÍNDICE GENERAL	6
ÍNDICE DE TABLAS	9
OBJETIVOS DE LA TESIS.....	11
DESCRIPCION DE LA METODOLOGIA.....	12
INTRODUCCIÓN	14
CAPITULO 1.....	18
INDUSTRIA DEL GAS NATURAL LICUADO	18
1.1 INTRODUCCION	18
1.2 Desarrollo de Recursos de Gas Natural.....	20
1.2.1 Suministro de Gas Natural	20
1.2.2 Recursos de Gas Natural	20
1.2.3 Los Gasoductos	22
1.3 Desarrollo de la Industria del GNL	23
1.3.1 Antecedentes históricos	23
1.4 La Industria Global del Gas Natural.....	26
CAPITULO 2.....	45
MERCADO DEL GAS NATURAL EN REPÚBLICA DOMINICANA	45
2.1 Introducción	45
2.2 Matriz Energética y Balance de Energía.....	46
2.3 Principales Impactos Económicos del Gas Natural en RD	48
2.4 El Gas Natural en RD, Contexto Actual	51
2.5 Sector Generación.....	53
2.6 El Sector Industrial.....	55
2.7 El sector Transporte	56
2.3.1 Mercado de Venta de Gas a Terceros	57
2.3 Análisis FODA	61
CAPITULO 3.....	63

MODELO ELECTRICO DOMINICANO	63
3.1 Breve Reseña Histórica del Sector Eléctrico Dominicano.....	63
3.1.1 Antecedentes:	63
3.1.2 Reseña Histórica	63
3.1.3 Proceso de Reforma	64
3.1.4 Marco Legal.....	64
3.1.5 Instituciones.....	65
3.1.6 Modelo de Mercado.....	67
3.1.7 Instituciones y Empresas del SENI.....	68
3.2 Teoría Marginalista	69
3.3 Mercado de Generación	70
3.4 Despacho Económico y “UnitCommitment”	71
CAPITULO 4:.....	73
GAS NATURAL Y ELECTRICIDAD	73
Introducción	73
4.1 Impacto del Gas Natural en la Industria Eléctrica.....	75
4.2 Efecto en los Costes Marginal del Sistema	78
4.3 Conflictos Derivados del Uso del Gas Natural	79
4.4 Planificación de Largo Plazo	82
4.5 Modelo de Largo Plazo de Gas y Electricidad	87
4.6 Análisis Cuantitativo del Impacto del Gas Natural en el Sistema Eléctrico (Sensibilidades)	87
CAPITULO 5:.....	90
DESARROLLO Y REGUALCION DEL MERCADO DEL GAS NATURAL EN REPUBLICA DOMINICANA	90
5.1 Potencialidades del Gas Natural en RD.....	90
5.2 Expansión de Uso del Gas Natural	92
Usos de Gas Natural.....	92
5.3 Proyección de la Demanda de GN	94
5.3.1 Demanda de GN en la Industria,.....	96
5.3.2 Demanda de GN en el Transporte,.....	97
5.3.3 Demanda Emergente de GN	98
5.3.4 Proyección Demanda Total de GN	100

5.4 Esquema de Mercado Mayorista de GN	101
5.5 Propuesta de Separación de Negocio (caso RD)	103
5.6 Propuesta de Modelo Regulatorio	105
CAPITULO 6:	108
ACUERDOS CONTRACTUALES Y GARANTIAS A LA INVERSION	108
6.1 Caso Actual.....	108
6.2 Licitaciones Energéticas	108
6.3 Opciones Contractuales.....	109
6.4 Garantías Regulatorias	114
Principios y objetivos de la regulación	114
Carácter de servicio público.....	116
Funciones de los entes reguladores.....	116
CAPITULO 7:	118
PAUTAS PARA LAS NUEVAS INVERSIONES	118
Introducción:	118
7.1 Análisis de Factibilidad	119
Proyección de la Demanda.....	119
Proyección de Precios	120
7.2 Localización Nuevos Proyectos	121
7.3 Evaluación de Costes y de Inversión	123
7.4 Proyección de Largo Plazo	124
Caso Base: Expansión propuesta:	125
Caso 1: Expansión alterna, solo Motores a FO6.....	125
Caso 2: Expansión alterna, 50% carbón y 50% Motores a FO6.....	126
Precios del Gas, Carbón y Fuel Considerados.....	127
Resultados de las Simulaciones	127
7.5 Impacto Medioambiental	129

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Composición del Gas Natural.....	19
Tabla 2.1: Energía Generada en el SENI por Tecnología.	46
Tabla 2.2: Energía Generada en el SENI por Combustible.	46
Tabla 2.3: Capacidad Instalada en Centrales Hidroeléctricas.	47
Tabla 2.4: Capacidad Instalada en Centrales Térmicas.	48
Tabla 2.5: Consumo de Gas Natural en RD	49
Tabla 2.6: Consumo por Tipo de Combustible en RD.....	50
Tabla 4.1: Composición de la Generación del SENI por Tipo de Combustible	75
Tabla 4.2: Proyección Demanda Electricidad SENI 2012-2022	84
Tabla 4.3: Expansión de la Generación.....	86
Tabla 4.4: Costo Marginal Promedio 2012-2022.....	88
Tabla 4.5: Generación a GNL	88
Tabla 5.1: Aplicaciones del Gas Natural.....	92
Tabla 5.2: Combustibles Sustituibles por el Gas Natural.....	93
Tabla 5.3: Utilización del Gas Natural en RD	94
Tabla 5.4: Proyección de la Demanda de Gas Natural en RD.....	95
Tabla 5.5: Consumo de Gas Natural en la Industria en RD	96
Tabla 5.6: Consumo de Gas Natural en el Transporte en RD	97
Tabla 5.7: Consumo de Gas Natural Residencial en RD.....	98
Tabla 5.8: Consumo de Gas Natural en HAITI	99
Tabla 5.9: Demanda Total Estimada de Gas Natural en RD 2012-2022.....	100
Tabla 7.1: Proyección de Precios por Combustibles 2012-2022.....	120
Tabla 7.2: Evaluación Costes de Inversión por Tecnología	124
Tabla 7.3: Expansión Generación Propuesta	125
Tabla 7.4: Expansión Generación Alterna – Simulación Caso 1	125
Tabla 7.5: Expansión Generación Alterna – Simulación Caso 2	126
Tabla 7.6: Precios de Combustibles – Simulación.....	127
Tabla 7.7: Precios Contratos LP GN – Simulación	127
Tabla 7.8: Impacto Precio Combustibles – Simulación	128
Tabla 7.9: Factores de Emisión por Tecnología – Simulación.....	129

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1: Instituciones y Empresas del SENI.....	68
Figura 4.1: Generación Anual por Tipo de Combustible 2000.....	76
Figura 4.2: Generación Anual por Tipo de Combustible 2012.....	76
Figura 4.3: Participación GN en la Potencia Instalada	77
Figura 4.4: Participación GN en la Generación de Energía.....	77
Figura 4.5: Costos Variables de Producción por Tipo de Combustible 2005-2009	78
Figura 4.6: Costos Marginales 2005-2010.....	78
Figura 4.7: Proyección de Precios NYMEX HH - LNG 2012-2022	80
Figura 4.8: Proyección de Precios Combustibles Generación 2012-2022.....	81
Figura 4.9: Proyección Demanda Electricidad	84
Figura 4.10: Generación y CMg 2012-2022	88
Figura 5.1: Proyección de la Demanda de Gas Natural en RD	95
Figura 5.2: Consumo de Gas Natural en la Industria en RD	96
Figura 5.3: Consumo de Gas Natural en el Transporte en RD.....	98
Figura 5.4: Demanda Total Estimada de Gas Natural en RD 2012-2022.....	100
Figura 7.1: Proyección de Precios por Combustibles 2012-2022	120

OBJETIVOS DE LA TESIS

Los objetivos trazados en este proyecto de tesis son los que se describe a continuación:

- Estudiar el mercado actual del gas natural en la República Dominicana, la estrategia utilizada para introducir este combustible en la matriz energética,
- Analizar los puntos débiles y fuertes que tiene este mercado,
- Revisar las experiencias internacionales sobre el uso y comercio de este combustible,
- Proponer un modelo de desarrollo y regulación para un mercado de gas natural sostenible en República Dominicana, enfatizando su impacto en el sector eléctrico, y su alcance a posibles demandas emergentes en la región.

DESCRIPCION DE LA METODOLOGIA

Para lograr los objetivos planteados de forma satisfactoria y con una secuencia lógica, seccionamos el desarrollo de este trabajo de tesis en cuatro (4) renglones:

1. Estudio del Desarrollo del Mercado Mundial del Gas Natural:

En este punto, se revisa la historia del Gas Natural, su evolución mundial y el desarrollo del mercado internacional de este “commodity”. Para ello, se utilizan básicamente libros, revistas, consultas a páginas de internet de empresas especializadas en la materia, material suministrados en el transcurso del máster y otras fuentes reconocidas. Con el material antes citado, se estudió la experiencia internacional sobre la introducción de este combustible hasta sus inicios en RD, su evolución y la forma en que este ha impactado el sistema eléctrico dominicano, industria y transporte. Se listan las principales bondades del Gas Natural, así como las principales dificultades que ha tenido para ser expandido en la geografía y en diversas áreas del aparato productivo nacional.

2. Estudio de la Señales de Largo Plazo para un Adecuado Desarrollo del SENI:

En este punto se identifican las señales de largo plazo que deben justificar el desarrollo del mercado eléctrico dominicano y el cambio de la matriz energética, en donde el Gas Natural conjuntamente con otros combustibles, optimizan el parque energético nacional.

3. Propuesta de Esquema Regulatorio y de Mercado:

Sobre la base de las señales antes mencionadas, se propone un esquema regulatorio que permita incentivar las inversiones necesarias y que brinde cierto grado de estabilidad, con tal de desarrollar un mercado mayorista de gas natural.

4. Impacto del Modelo de Desarrollo Propuesto:

Finalmente, sobre las opciones de expansión contempladas y el esquema de mercado mayorista de gas propuesto, se realiza un análisis cuantitativo del impacto del gas natural sobre los costes totales en que incurriría el sistema eléctrico dominicano, mediante el planteamiento de diversos escenarios y el cálculo de sensibilidades utilizando herramientas computacionales que permiten modelar el despacho de las centrales de generación en el mediano y largo plazo. Tales herramientas, son: El MOPERD y el DIgSILET utilizado en República Dominicana por el operador del mercado para los análisis energéticos y eléctrico respectivamente, y otra herramienta que permite modelar los correspondientes escenarios de demanda de gas natural que resulten del nivel de penetración deseado tanto en la industria eléctrica, como en otros sectores el cual se desarrolló en Excel.

INTRODUCCIÓN

El proceso de liberalización del Sistema Eléctrico Dominicano, inicia en el 1997 cuando se aprueba la ley 141-97 sobre la Reforma de la Empresa Pública. Desde entonces arranca un proceso de reordenamiento que busca principalmente, empujar el sector eléctrico hacia un desarrollo sostenible.

Para el año 2000, las empresas atraídas por la reforma, empiezan a apostar al largo plazo, por lo que inician inversiones en la construcción de importantes proyectos energéticos, la mayoría de ellos, de tecnologías basadas en Fuel Oil¹. Para ese entonces este combustible seguía siendo el más utilizado en generación eléctrica, industria y transporte. (96% en el caso de la generación para el 2000²) La evolución a la alza del precio internacional del crudo y sus derivados del 2000 al 2002 y luego su constante ascenso hasta empuntarse en 2007 y 2008, rápidamente mostró, sin ser muy futurista, la necesidad de que en el plan indicativo de expansión del parque de generación³, se consideraran alternativas de tecnologías, capaces de hacer que el país dependa menos de este combustible y sus derivados.

Si además de la dependencia del Fuel Oil, al Sector Eléctrico Dominicano sumamos la ineficiencia del parque de generación producto de su obsolescencia, inadecuado manejo de los planes de mantenimientos y deficiente gestión operativa cuando era operado y administrado por el Estado, resulta evidente la migración hacia combustibles más ventajosos como es el caso del carbón y gas natural.

Así en el 2002, la central Itabo compuesta por dos unidades de vapor, diseñadas originalmente para producir alrededor de 260 MW, a base de carbón, pero que por el nivel de deterioro al que llegó, operaba exclusivamente con Heavy Fuel Oil, con un nivel de producción por debajo

¹ Fuel Oil: Es una fracción del petróleo que se obtiene como residuo en la destilación fraccionada.

² AES Dominicana, Primer seminario sobre estándares y normas para el manejo y uso del gas natural: <http://www.aesdominicana.com.do>

³Desarrollado por la Comisión Nacional de Energía (CNE)

del 50% de su potencia original; en ese año inicia un proceso de reconversión y repotenciación⁴, que la llevó a operar esta vez quemando carbón mineral nuevamente, con una inversión cercana a los 125 MM US\$.

En el 2003, se inaugura la primera y única terminal, hasta el momento, de GN con capacidad para almacenar 160,000 m³ de GNL; con un puerto y todas las facilidades para alimentar una central generadora de ciclo combinado de 319 MW (en su etapa inicial).

De esta forma el carbón y el GN comienzan a impactar el sector eléctrico de forma positiva, reduciendo los costes totales de producción y mejorando el suministro eléctrico. Posteriormente se construyó un gasoducto de 34 km para alimentar dos turbinas de gas de ciclo abierto, de 118 MW cada una, que anteriormente funcionaban con Light Fuel Oil, convertidas para quemar GN, con la cual se completaron 555 MW utilizando este combustible.

Para el 2004, estalló una crisis político-económica en el país que frenó drásticamente el desarrollo del sector eléctrico y gran parte de las actividades productivas del país, por consiguiente también el desarrollo del GN. La falta de pago de las empresas distribuidoras, por no contar con la liquidez suficiente, dieron origen a que las empresas generadoras mermaran su producción por la imposibilidad de continuar financiando la deuda de las DISCOS, hasta tal punto de verse obligadas, muchas de ellas, a salir periódicamente de operación.

Sumado a lo anterior, la falta de competitividad mostrada por el gas hasta mediados de 2006, producto de la cercanía de su precio y el precio de Heavy Fuel Oil, no parecía enviar las señales de largo plazo para que en el país se pensara en desarrollar proyectos con este combustible como propulsor de cambios sustanciales en la matriz energética.

Para agravar la situación en el 2008, se disparan los precios internacionales del crudo, alcanzando valores record, superando los 140 US\$ el barril (para

⁴A raíz de las nuevas inversiones atraídas por el proceso de capitalización

el caso del Brent y el WTI), y el país vuelve a caer en otra recesión económica, que simplemente lleva a las empresas privadas al borde de la quiebra.

Todo lo anterior, impidió que a casi 10 años de tener GN en el país, no exista un impacto tan obvio de este combustible en la matriz energética nacional.

Luego de cuatro años de construida la terminal (2007), y de cierta forma empujado por la crisis eléctrica, el GN comenzó a utilizarse en la industria diversa y tímidamente en el transporte, pero manteniendo la dependencia fundamental de la industria eléctrica. Así en este año se inaugura la terminal de camiones, con la cual se empezó a distribuir gas natural comprimido, a través de acuerdos comerciales, firmados entre el importador, primero con la empresa LINEA CLAVE y más tarde con SGN⁵.

Luego de la recuperación financiera de los años 2009 y 2010, Agentes del mercado eléctrico, intentan expandir el uso de este combustible, pero pocos proyectos logran despegar. Características propias del sector eléctrico, tal como el alto riesgo que implica la influencia de la política en la estabilidad regulatoria del país, condición necesaria para garantizar la amortización del capital, contribuyen a desincentivar inversiones competitivas.

La falta de en un plan robusto de expansión del mercado, que lleve a su desarrollo sostenible es otra de las dolencias que no contribuyen al desarrollo del mercado del gas natural en RD⁶.

Sobre todo lo anterior y a sabiendas de que actualmente no contamos en RD con la estructura formal de un mercado de GN, tampoco con una normativa capaz de regular el comercio que existe en la actualidad⁷; que más bien el GN llegó a nuestro país para ser utilizado en el sector generación eléctrica y que por las crisis suscitadas ha surgido la posibilidad de una nueva forma de hacer negocio con este combustible; que no se dispone de una estrategia de

⁵AES Dominicana, Informe Estadístico 2010

⁶República Dominicana

⁷ Aunque existe una normativa, mas no se cuenta con una ley integrar

desarrollo a nivel macro, ni se ha cuantificado claramente lo que significa este combustible para la matriz energética y el sistema eléctrico, ni se dispone de información pública actualizada sobre las potencialidades de este mercado, ni de otras posibles demandas emergentes; han sido los motivos principales que han llevado al autor a embarcarse en realizar este trabajo de tesis; con el cual, se pretende responder las preguntas fundamentales que habría que formularse al momento de desarrollar una estrategia de expansión del mercado de este combustible.

CAPITULO 1

INDUSTRIA DEL GAS NATURAL LICUADO

1.1 INTRODUCCION

El gas natural es hoy considerado por muchos como el combustible del futuro. Hace años, cuando las compañías petroleras perforaban en busca de crudo, se encontró gas, el esfuerzo realizado hasta entonces, fue valorado como un fracaso redentor. El gas, a menudo tenía que ser reinyectado, o quemado. Por ser quemado, fue calificado como un despilfarro de los países productores, debido a esto las empresas tuvieron entonces que encontrar un uso alternativo para el gas. En consecuencia, empezaron a evaluarse proyectos de gas natural licuado (GNL) se evaluaban y de acuerdo a su viabilidad tomaban continuidad. Como los precios del petróleo subían y los costos de producción bajaban, el GNL se hizo más viable económicamente. Las naciones consumidoras, con visión de largo plazo estaban dispuestas a pagar una prima a los diversos productores para asegurar energía limpia y confiable. Los proyectos se llevaron a cabo sobre una base caso por caso, con una estrecha cooperación entre compradores y vendedores en todos los aspectos de la cadena de GNL, producción, licuefacción, transporte y regasificación.

Un dato curioso, es que el gas natural es uno de los hidrocarburos más simples en su composición.

Tabla 1.1: Composición del Gas Natural

Composición del gas natural		
Metano	CH ₄	70-90%
Etano	C ₂ H ₆	0-20%
Propano	C ₃ H ₈	
Butano	C ₄ H ₁₀	
Dióxido de Carbono	CO ₂	0-8%
Oxígeno	O ₂	0-0,2%
Nitrógeno	N ₂	0-5%
Sulfato de Hidrógeno	H ₂ S	0-5%
Otros gases	A, He, Ne, Xe	traza s

Fuente: www.naturalgas.org

8

Hoy día las empresas continúan explorando en busca de petróleo y gas y están complacidas de poder encontrar uno u otro o los dos. Sin embargo, como la demanda de petróleo crece y la oferta futura de petróleo se vuelve cada vez más restringido, el gas natural es la energía alternativa más viable. Muchos expertos creen que la industria pronto se conocerá como gas y petróleo, en lugar de la descripción común hoy en día de petróleo y gas.

El desarrollo de proyectos, sin embargo, se está convirtiendo cada vez más complejo, ya que más empresas participan en actividades de desarrollo de gas, y los países productores después de adquirir conocimientos y experiencia, están buscando un papel más activo en el desarrollo y la monetización de sus recursos naturales. Los patrones de comercio de GNL se están expandiendo, y se busca la maximización su valor a toda costa. Ha surgido mucha especulación y los participantes están dispuestos a invertir grandes sumas de capital para suplir las necesidades futuras de la industria. Los costos de capital en principio cayeron, y luego comenzaron a subir, sin embargo, debido a los avances tecnológicos, el costo de entrega de

⁸ <http://www.naturalgas.org/overview/background.asp>

gas ha disminuido y se han creado grandes plataformas para el crecimiento futuro.

1.2 Desarrollo de Recursos de Gas Natural

1.2.1 Suministro de Gas Natural

Históricamente, las reservas de gas natural que estaban alejadas de los mercados eran vistas como una molestia que posiblemente impidió el desarrollo de las reservas de petróleo. Como las opciones para transformar el gas natural se han ampliado, reservas que habían sido descubiertas décadas atrás, por fin están siendo explotadas. A muchas de las principales empresas de energía cada vez más se les niega el acceso a las reservas de petróleo o se ven obligadas a conformarse con las condiciones financieras onerosas para su desarrollo, es esta una de las razones por la que el gas se está convirtiendo en el "nuevo petróleo". Además de las mejoras tecnológicas en exploración y producción de la industria de la energía, se han duplicado en todo el mundo las reservas de gas natural entre 1980 y 2000, y continúan en aumento. Para los niveles actuales de consumo, se estima que hay gas suficiente para las próximas siete décadas.

1.2.2 Recursos de Gas Natural

Los defensores de la era de gas, apuestan al gran tamaño de los recursos de gas natural del mundo. A finales de 2005, las reservas mundiales de gas ascendieron a 6.112 billones de pies cúbicos (173 billones de metros cúbicos [Tcm], equivalente a 1.107 billones de barriles de crudo, un poco menos de reservas probadas de petróleo de 1.293 billones de barriles. Las reservas

probadas de gas natural tendrá una duración de 70 años en los niveles de producción actuales y las perspectivas para aumentar las reservas totales son excelentes, producto de que la industria de la energía cada vez más se centra en el gas natural⁹. Por el contrario, la base mundial de recursos de petróleo se agotarían en 40 años al ritmo de producción de hoy en día, y las perspectivas de ampliar significativamente estos recursos parece menos seguro.

Si bien los recursos de gas son abundantes a nivel mundial, no se distribuyen uniformemente. A menudo estos recursos, se encuentran muy lejos de los principales centros de demanda, y aún no han sido desarrollados. Alrededor del 75% de las reservas mundiales se encuentran en la antigua Unión Soviética y el Medio Oriente. Sin embargo, el consumo es dominado por Estados Unidos y Europa (incluyendo Rusia), representando al menos el 56% del consumo mundial de gas. La relación comparativa de las reservas y la producción (R/P), lo que indica el número de años que tomaría para agotar las reservas probadas en los niveles actuales de producción, también pone de relieve la disparidad regional. Por ejemplo, las reservas probadas en el Medio Oriente sería de 257 años, y hay claramente espacio para descubrir nuevos hallazgos, con relativamente poco esfuerzo. Sin embargo, R/P por sí solas no expresa la historia completa del origen del último recurso, ya que en los EU R/P la relación ha oscilado entre 9 y 13 años durante varias décadas, lo que demuestra la capacidad de la industria para encontrar nuevas reservas a menudo en respuesta a las señales económicas.

El desequilibrio entre la ubicación de los recursos de gas y de los mercados de gas requiere una importante expansión en el comercio internacional de gas por gasoductos de larga distancia y en forma de GNL. Sin embargo, la construcción de la infraestructura para mover gas natural a las distancias tiempo, requiere miles de millones de dólares de inversiones. Esto plantea la cuestión de si el suministro de gas incrementa, se podrá entregar a mercados a grandes distancias a precios competitivos, o si los altos precios moderan el

⁹LNG ANONTECHNICAL GUIDE. Edition 2007

crecimiento de la demanda de gas por debajo de las expectativas actuales. El sector de la energía, en particular, ante el suministro de gas y las preocupaciones de los precios puede volver a evaluar el potencial del carbón limpio y tecnologías nucleares.

1.2.3 Los Gasoductos

Una de las primeras aplicaciones comerciales modernas para el gas natural fue de faroles en el este de Estados Unidos y el noroeste de Europa en el siglo 19. Cuando las Naciones se electrificaron, las lámparas de gas se volvieron obsoletas, y el gas natural no jugó un papel importante en el panorama energético, hasta que las tuberías fueron construidas para transportar el combustible de las zonas productoras a los consumidores. Aunque el gas natural había sido transportado en tuberías de madera en otras zonas del mundo mucho antes, la primera tubería metálica para transportar gas natural fue construida en 1872. Con una extensión de cinco millas y media, esta tubería transportó gas desde un pozo productor en la ciudad de Titusville, Pennsylvania. Estas tuberías metálicas, en principio eran extremadamente ineficientes. No fue hasta después de la Segunda Guerra Mundial, cuando la tecnología de tuberías mejoró dramáticamente, que el gas natural se convirtió en una parte importante del mix energético. En Europa, la base del sistema de transporte de gas fue colocada entre 1970 y 1975, impulsada por el descubrimiento de grandes yacimientos de gas en Groningen, Países Bajos.

La industria de tuberías, agrupa los sistemas de tuberías de gas natural de acuerdo a las tres definiciones siguientes: Sistemas de recolección, Líneas de transmisión y Tuberías de distribución. En su mayor parte, en esta tesis, el término "tuberías" se refiere a las tuberías de transmisión, que transportan gas natural de las zonas de suministro al mercado. Estas tuberías de larga

distancia son por lo general entre 16 y 48 pulgadas de diámetro y puede extenderse por miles de kilómetros; operan a altas presiones y mantienen estaciones de compresión a lo largo de la ruta. En los mercados maduros, como Estados Unidos y Europa, una compleja red de tuberías de transmisión se conecta a otros gasoductos de transporte, instalaciones de almacenamiento, los grandes usuarios finales y sistemas de distribución.

1.3 Desarrollo de la Industria del GNL

1.3.1 Antecedentes históricos

Los productos del petróleo fueron transportados por primera vez por los petroleros en la década de 1860, pero un siglo pasó antes de que el gas natural se transporte por barco. Una de las razones de este retraso fue la rápida evolución de la industria petrolera mundial, estimulando a los desafíos técnicos de transporte de gas natural en buques oceánicos. Es relativamente fácil de almacenar, cargar y transportar el petróleo u otros productos derivados, pero el gas natural tiene que ser convertido en un líquido a temperaturas muy bajas, luego almacenado y transportado en buques cisterna transoceánica.

Se le atribuye el descubrimiento de que el aire es compresible a dos físicos del siglo 17, Robert Boyle y Edme Mariotte, lo que dio lugar a una visión de cómo podría ser el gas presurizado y condensado. Numerosos experimentos posteriores se llevaron a cabo para establecer el método óptimo de reducir el volumen de gas natural, y se determinó que el aumento de la densidad del gas podría lograrse a extrema presión, enfriamiento extremo, o una combinación de los dos.

En todo el mundo se consideró demasiado difícil y peligroso transportar gas natural comprimido, generalmente por la falta de materiales adecuados para

contener las altas presiones y el riesgo de la explosión en el caso de una liberación repentina de gas. Sin embargo, con refrigeración extrema hasta su punto de ebullición (en este caso, $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$), el gas natural aumenta su densidad y puede estar a presión atmosférica siempre. En su forma líquida, el gas natural exhibe una propiedad tan inusual como el agua, conocido como auto-refrigeración, con lo que la evaporación continua expulsando el calor del líquido y no requiere nada más que el aislamiento para mantenerse en forma líquida. Una vez el gas se retira del tanque de almacenamiento se evapora, acción que se conoce como evaporación.

El proceso de enfriamiento de gas natural a temperaturas extremadamente bajas, se inició como un medio de extraer helio a partir de gas natural para su uso en globos de militares estadounidenses en el año 1900. Poco después, a través de los avances en la industria metalúrgica, de forma notable, empezaron a desarrollarse aluminio y acero y aleaciones de estos en Europa y Estados Unidos, descubriendo que estos no se vuelven quebradizos a temperaturas extremadamente bajas como otros metales; este hallazgo permitió el desarrollo de instalaciones de almacenamiento para líquidos sobre enfriados.

Godfrey Cabot ideó el primer esquema conceptual de GNL en 1914, cuando patentó un sistema de barcasas con el objetivo en demostrar que el transporte marítimo del gas era técnicamente viable. Sin embargo, nunca le dio continuidad a la idea. En 1939, la primera planta comercial de GNL fue construida en el oeste de Virginia. Dos años más tarde, la Compañía de Gas de Ohio construyó una segunda planta en Cleveland. Esta planta en Virginia operó sin incidentes hasta 1944, año en que fue ampliada para incluir un tanque más grande. Sin embargo, la Segunda Guerra Mundial creó una escasez de los mejores aleaciones disponibles de acero inoxidable (acero inoxidable podría soportar las temperaturas muy frías sin fracturar cuando se expone al LNG), y la rotura de un tanque de almacenamiento de gas natural, causó el mayor desastre en la historia de GNL, muriendo 128 personas, al derramarse el gas en el sistema de alcantarillado y penetrar a las viviendas.

Las investigaciones posteriores dieron lugar a nuevas normas para los materiales utilizados para almacenar gas natural licuado, evitando que esto suceda en el futuro. Este incidente retrasó el desarrollo de GNL en una década.

En la década de 1950 y 60, el príncipe William Wood, presidente de la unión de ganaderos de Chicago, ante el incremento de las tarifas de electricidad comenzó a estudiar la licuefacción del gas natural en Luisiana y la posibilidad de conectarse a través del río Mississippi a Chicago. El Consejo Británico de Gas también estaba buscando formas para transportar gas natural, para complementar los suministros de gas en las zonas que escasamente se extendían por la fabricación y el uso doméstico. Los astilleros de la Unión, fueron obligados por la compañía petrolera continental y el Consejo Británico de Gas, a convertir un viejo buque utilizado en la segunda guerra mundial, en un buque de GNL, el Pionero en Metano. Este buque fue utilizado para el transporte de GNL desde Lake Charles, Luisiana, en el Golfo de México, a Canvey Island, en el Reino Unido, en 1959, en lo que fue el primer embarque marítimo de GNL. Después de un descubrimiento importante de gas natural en Argelia, el Reino Unido y Francia firmaron contratos con Argelia en 1961 y 1962, respectivamente, y la primera transacción a escala comercial de GNL, con una planta de licuefacción en Arzew, Argelia, y las terminales de recepción en Francia y el Reino Unido, comenzaron a funcionar en 1964.

Durante la década del 1960 al 1970, se construyeron plantas de licuefacción en Alaska, Libia, Brunei, Abu Dhabi, Indonesia y Argelia. Terminales de importación se desarrollaron en Japón, Francia, Estados Unidos e Italia, más tarde se unió a través de terminales Bélgica, España, Taiwán y Corea. Sin embargo, debido a un exceso de oferta de gas en el mercado del Atlántico en la década de 1980, sólo dos nuevos proyectos de exportación (en Australia y Malasia) se adicionaron, mientras que la expansión continuó en Indonesia. La mayor parte de la capacidad añadida en el decenio de 1980 fue diseñada para servir los mercados asiáticos de gas natural licuado, que fueron creciendo rápidamente, ya que no tenían el mismo acceso a gas de uso

doméstico o las importaciones por tuberías como Europa o Norteamérica. En la década de 1990, la demanda alcanzó a la oferta en el hemisferio occidental; Por lo tanto, el renacimiento de los proyectos de GNL fue dirigido a estos mercados, y las primeras exportaciones de Qatar, Nigeria, Omán, y Trinidad se produjeron entre 1996 y 2000.

Para muchos países, un proyecto de GNL es la mayor inversión jamás realizada, y la solvencia futura puede pender de un hilo. Compromisos no cumplidos por cualquier motivo, sobre este tenor, puede representar millones.

1.4 La Industria Global del Gas Natural

1.4.1 La evolución Global del Gas y del Mercado de GNL

En la mayoría de los mercados, el negocio del gas desarrollado en un entorno regulatorio que refleje el principio de que la transmisión y distribución de gas natural (el fin del negocio de gasoductos) son actividades de monopolio natural y, como tal, debían ser regulada por organismos gubernamentales. Las líneas de transmisión y sistemas de distribución de gas fueron construidas bajo una estructura tarifaria basada en costo de servicio, lo que garantiza que los propietarios recuperarían su costo, su capital, y en un retorno razonable o justo, sus inversiones. Cada componente de la cadena de suministro, producción, acumulación, transmisión y distribución a menudo fueron funcionales y jurídicamente separados de los demás. En los países con producción autóctona, el regulador frecuentemente fija el precio del gas en boca de pozo. En el caso de las importaciones de gas, el regulador a menudo tenía el derecho de aprobar los contratos de suministro antes de que pudieran entrar en vigor.

Los productores de gas natural y los proveedores, venden el gas a las empresas de transmisión en virtud de contratos de compra a largo plazo con altas obligaciones "*take-or-pay*", para ayudar al productor a justificar el riesgo de la exploración y las inversiones de alta producción. A su vez, las empresas de transmisión se integraron con las empresas de distribución, en virtud de arreglos similares. Este fue el concepto rector que les permitió a los productores recuperar sus costos y obtener una rentabilidad razonable de sus inversiones (siempre y cuando fueren prudentes); A su vez, el operador estaba obligado a prestar un servicio público, a saber, el suministro seguro de gas natural a los consumidores (la obligación de servir). El coste real de las compras de gas natural (ya sea de productores o empresas de transmisión) en sí, se trató en general como una "transferencia" y se recuperó por completo desde el siguiente comprador a lo largo de la cadena, hasta el consumidor final.

Aunque tradicionalmente se cree que una buena estructura de costos asegura el suministro, en la realidad pueden resultar en precios altos, especialmente en mercados maduros. Los costos excesivos de la energía llegaron a ser inaceptable, especialmente cuando la nueva economía mundial introdujo nuevas presiones a la competencia. A partir de la función de producción, la apertura de los mercados de gas y electricidad, se ven como una manera de reducir los costos de energía a la industria, así como a los consumidores. Reguladores de los clientes residenciales y comerciales han adoptado políticas de propiedad de las instalaciones, separadas de la operación, proporcionando un acceso abierto a la infraestructura de gasoductos, e introduciendo competencia en la oferta y la comercialización. A su vez, se esperaba que esto contribuyera al desarrollo de un mercado más competitivo, tratándose de un producto básico, con precios transparentes. Los centros de producción, generalmente desarrollaron varios gasoductos que se encontraban, a menudo cerca de grandes instalaciones de almacenamiento, tales como Henry Hub, Luisiana en Estados Unidos, y The Zeebrugge terminal de GNL, en Bélgica. En el caso del Reino Unido, el

almacenamiento es teórico, y se conoce como el NBP (National Balancing Point).

Se han planteado interrogantes sobre el valor de estas políticas de liberalización del mercado. ¿La reducción de precios real se realizará a partir de un entorno competitivo? ¿Cómo se va a poder obtener financiamiento para proyectos para garantizar que el suministro estará disponible para los clientes? Las respuestas son un tanto contradictorias: Mientras se percibe que los grandes consumidores se han beneficiado de la competencia, para los clientes más pequeños y residenciales el panorama es menos claro, la competencia en estos dos parece estar funcionando en todos los segmentos del mercado. Sin embargo, en los Estados Unidos, los consumidores residenciales han visto poca competencia en el mercado, aun así, el movimiento hacia la liberalización del mercado de servicios en el Oeste parece irreversible.

La liberalización del mercado, ha avanzado en los Estados Unidos, Canadá y el Reino Unido. En Europa occidental y en el ámbito nacional, está siendo promovido por la Unión Europea (UE), aunque el ritmo de aplicación varía ampliamente. En Asia, el progreso hacia la liberalización del mercado se está moviendo a un ritmo más moderado.

Sea cual sea el ritmo de la liberalización del gas y el sector de la energía, el consenso general es que la demanda en el mercado mundial de la industria del gas (y GNL), seguirá creciendo en el futuro previsible. Sin embargo, las previsiones de crecimiento de la demanda y, en consecuencia, los precios del GNL se han estimado, frente a precios del petróleo persistentemente altos. De acuerdo con los datos históricos de la EIA (U.S Energy Information Administration: <http://www.eia.gov/>), los precios del petróleo se han mantenido por encima de \$ 55/bbl desde enero de 2006. Esto ha llevado a previsiones de menor demanda de gas, como resultado de la destrucción de la demanda de gas o la migración (sobre todo en la generación de energía y los sectores industriales de las economías desarrolladas) y/o medidas de

conservación. Sin embargo, incluso con las expectativas de menor demanda, la necesidad de GNL parece destinada a aumentar inexorablemente como los principales países consumidores, como Estados Unidos, el Reino Unido y Canadá sufren un descenso aparentemente irreversibles en su producción interna.

Como el mundo avanza en la era del gas, algunas personas han cuestionado si la industria es capaz de suministrar grandes volúmenes de forma fiable ya precios aceptables durante largos períodos de tiempo. No hay duda de que las reservas mundiales son adecuadas, como se discute después, a pesar de que la industria ha centrado su actividad de perforación en la búsqueda de petróleo. Hay recursos suficientes de gas para que duren 70 años en los niveles actuales de producción, en comparación con 42 años para el petróleo. Si bien los recursos de gas son abundantes, no se distribuyen uniformemente en todo el mundo - y ciertamente no en que la demanda es mayor. Por ejemplo, aunque América del Norte tiene menos del 5% de las reservas mundiales, que representa el 28% del consumo mundial. Por el contrario, países del Medio Oriente el 36% de las reservas mundiales de gas, pero consumen sólo el 10%.

1.4.1.2 El Mercado Internacional del Gas Natural

1.4.1.2.1 EE.UU. Gas Natural y el Mercado de GNL

El mercado del gas de EE.UU., que representan una cuarta parte del consumo mundial de gas natural y el 85% del total de América del Norte, es el mayor mercado mundial y, probablemente, el más competitivo de gas al por mayor. El gas natural representa aproximadamente una cuarta parte de la energía primaria del país. La energía eléctrica y el sector industrial son los mayores consumidores de gas para la generación de energía eléctrica, combustible para la planta de proceso, y como materia prima industrial. El

gas natural también tiene la mayor proporción de calefacción y cocina domésticas. El gas natural aprovechó el crecimiento del sector de generación de energía desde mediados 1990, lo que reflejó un impacto que la competencia por las preferencias que tenían otros combustibles en la generación de energía.

1.4.1.2.2 La Desregulación de la Industria del Gas Natural

El proceso de desregulación se inició con la Ley de Política de Gas Natural (NGPA) de 1978, lo que propició la eliminación gradual del control de los precios del gas en boca de pozo, que había estado en vigor desde 1950. La desregulación del cabezal del pozo se completó con la Ley de descontrol de 1989. Además, la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*, desarrolló nuevas regulaciones para gasoductos interestatales, que cambió el papel de la entrega de gas natural. En 1985, ante el aumento de precios y caída de la demanda, la Orden FERC 380 autorizó a clientes (empresas locales de distribución) a rechazar sus obligaciones take-or-pay con las empresas de transporte, mientras estas empresas de transporte, quedaban obligadas a suplirse, de acuerdo a las obligaciones contractuales que ya previamente habían hecho. La Orden 380 también hizo un reconocimiento tácito a la creación de transporte sólo para los servicios en las líneas de transmisión. En 1992, la Orden FERC 636 formalmente, separó las funciones comerciales (suministro de gas) y el transporte de las empresas de gasoductos interestatales y, esencialmente separaron a las compañías de transmisión, del suministro de gas y negocio de la comercialización.

1.4.1.3 Terminales Importantes de GNL

Los escépticos sobre las perspectivas a largo plazo para la importación de GNL en los Estados Unidos, se apresuran a señalar las operaciones fallidas de GNL de Argelia en la década de 1970. En ese momento, cuatro terminales de GNL importantes y una serie de buques tanque fueron construidas para entregar gas natural licuado procedente de Argelia. Estas inversiones se hicieron en virtud de una política regulatoria que buscaba disminuir el precio alto del gas nuevo, al promediario con el precio bajo del gas ya bajo contrato con los gasoductos interestatales; lo que se tradujo en una política de subsidio para el gas nuevo, principalmente GNL y las importaciones procedentes de Canadá, a expensas de la producción nacional.

Terminales de Importación de GNL Existentes en los Estados Unidos

Everett, Massachusetts. La única terminal de GNL de importación en el noreste se encuentra en Everett, Massachusetts, en el puerto de Boston. Esta terminal es un componente crítico de los suministros de gas regional, ya que proporciona aproximadamente el 20% de las necesidades anuales de Nueva Inglaterra (New England) - y una proporción aún durante el invierno. La terminal Everett fue inaugurada por Distrigas Corporation, una subsidiaria de Cabot Corporation, en 1971 y comenzó a recibir GNL de Sonatrach, la compañía petrolera nacional de Argelia (NOC).

Lake Charles, Louisiana. Esta planta fue inaugurada en 1980 por Thunkline GNL Coporation, una filial de Panhandle Pipeline Eastern pero operada durante sólo tres años. Durante este período, recibió cargas de GNL desde Argelia, hasta que los bajos precios de gas producto de este comercio ya no eran económicos. La terminal fue reabierta para el negocio en 1987. Duke Energy compra esta planta a Panhandle (incluyendo el terminal) y posteriormente la vende a CMS Energy, en la primavera de 1999. Interesados en reactivar el crecimiento de las importaciones de LNG, CMS

Energy celebrará una subasta abierta a principios de 2001. BG Servicios de GNL, Inc., obtuvo los derechos de toda la capacidad disponible en la terminal durante 22 años a partir de enero de 2002.

CMS Energy luego vende a Panhandle a del Southern Union en 2003. El nuevo propietario de la terminal rápidamente se dedicó a ampliar las ventas, llevándolas de un promedio, de 0,63 millones de pies cúbicos/día (6,5 millones de metros cúbicos / año) a 1,2 millones de pies cúbicos/día (12.4 millones de metros cúbicos/año y), y la capacidad de almacenamiento, de 6.3 millones de pies cúbicos (315.000 metros cúbicos) a 9 millones de pies cúbicos (425.000 metros cúbicos), en 2004, Thunkline GNL, puso en marcha la expansión de fase II para añadir otro 0,3 millones de pies cúbicos/día (3,1 millones de metros cúbicos/año) de ventas y un nuevo muelle de descarga. La expansión de fase II, fue completada en el segundo cuatrimestre de 2006. En abril de 2006, BG firmó un acuerdo con el Southern Union para ampliar su contrato de la terminal por otros cinco años más, hasta 2028.

Isla de Elba, Georgia. Esta terminal fue inaugurada por el *Southern Union GNL*, una filial de Sonat, Inc., 1978, y recibió de Argelia GNL durante dos años antes de que una disputa de precios terminara las relaciones comerciales. *El Paso* se fusionó con *Sonat* en 1999, asumió el control de sistema de gasoductos de Sonat, así como la terminal de Isla de Elba. Un afiliado, El Paso Merchant Energy (EPME), ganó el 100% de los derechos de capacidad en la terminal en subasta abierta. Enron, posteriormente, impugnó la concesión y los derechos negociados de suministro del 43% de la capacidad. Estos derechos fueron adquiridos más tarde por Marathon después de la quiebra de Enron.

Cove Point, Maryland. La terminal de GNL en la bahía de Chesapeake, cerca de Baltimore, fue construida originalmente por *Columbia Natural Gas* y *Consolidated Natural Gas*, para atender el mercado del Atlántico medio.

Energía Bringe, Golfo de México. El mundo de la primera terminal de regasificación mar adentro, la puerta de enlace en aguas profundas de la

terminal del Golfo en el puerto situado a 116 millas de la costa de Louisiana, y que recibió su carga por primera vez en marzo de 2005.

Nuevas Terminales de GNL en EU

A medida que la industria se afianzó, el comercio de GNL revivió en los Estados Unidos, y no fue una simple repetición de la década de 1970 y la producción nacional y las importaciones canadienses se estabilizaron o incluso cayeron; muchas compañías desarrollaron plantas con terminales de GNL. A raíz de esto, a finales de 2006, cuatro nuevas terminales estaban en construcción en los Estados Unidos: *Cameron, Louisiana; Sabine Pass, Louisiana; Freeport, Texas; Golden Pass LNG, Texas.*

Desarrollos en Canadá de GNL¹⁰

Canadá tiene un estimado de 57 billones de pies cúbicos (1,615.4 millones de metros cúbicos) de reservas probadas de gas natural y es el tercer mayor productor. Exporta gas a Estados Unidos a través de gasoductos. Sin embargo, se proyecta que la producción de gas natural convencional, principalmente en Alberta, se estabilizará o incluso disminuirá. Como resultado, Canadá está dirigiendo su atención al GNL, principalmente en las provincias marítimas. Ocho terminales han sido evaluadas, de las cuales una está en una fase avanzada para finales de 2005: *Canaport LNG, Saint John, New Brunswick; Bear Head Project, Canso Strait, Nova Scotia.*

Desarrollos en México de GNL

Aunque México cuenta con importantes recursos de gas natural, especialmente en la Cuenca de Burgos, el NOC, *Petróleos Mexicanos*

10

(PEMEX), ha centrado su capital de inversión en el petróleo, provocando el desarrollo de los recursos de gas de la nación, en retraso de la demanda.

La Secretaría de Energía Mexicana, predice que las importaciones de GNL llegarán a 1,8 millones de pies cúbicos/día (18,6 millones de metros cúbicos/año) para el año 2014, lo que equivale al 19% de la demanda total de gas de México. Al menos tres terminales serán necesarios para proporcionar este suministro: *Altamira, Energía Costa Azul*.

1.4.1.4 Gas Natural y Mercado de GNL en el Caribe

Puerto Rico, socio de Enron Kenetech construyó la planta de energía y la terminal de EcoEléctrica al lado de la terminal de importación de GNL en Guayanilla, en la costa sur de Puerto Rico, en 1999. Una central a ciclo combinado de 500 MW funcionó inicialmente con gas propano, suplida por la terminal de licuefacción de GLP de Enron.

En Junio de 2000, cuando se terminó de construir la terminal de importación de GNL, la central de ciclo combinado, cambió de GLP a GNL, a través de un contrato de largo plazo con Cabot (que ahora es Suez). A mediados del 2003, Gas Natural de España, que tiene contratos de GNL de Trinidad, compró la participación de Enron en EcoEléctrica y se convirtió en el operador del proyecto en Puerto Rico. La instalación es propiedad ahora en un 50% de PowerMitsui Internacional, Gas Natural de España tiene una participación de un 47,5%, y *GE Capital* es dueña del restante 2,5%. En la actualidad, se considera una ampliación de la terminal y el desarrollo de gasoductos aguas abajo, para suplir a otros clientes en la isla.

En República Dominicana, AES siguiendo un modelo de negocio similar, desarrollo la segunda terminal de GNL del Caribe. La empresa de capital Estado Unidense, construyó una terminal de importación de GNL, con capacidad para 160,000 metros cúbicos de GNL, y una central de generación

de ciclo combinado 310 MW, iniciando sus operaciones en 2002. Las terminales de Puerto Rico y República Dominicana son suministradas por el proyecto ALRG de Trinidad, que se inició en 1999.

AES firmó un contrato de largo plazo con BP para suministrar GNL a la terminal en República Dominicana, por veinte años, con el NYMEX como precio referencial. A raíz de este contrato, Trinidad y Tobago será probablemente la fuente de la mayoría de entregas de GNL, pero como en el contrato no fue señalada la fuente dedicada de suministro, es posible que la firma británica abastezca este contrato con GNL provenientes de otras fuentes¹¹.

Sin embargo, la terminal en República Dominicana ha sido subutilizada, en gran parte porque el gas que es dedicado a la generación, recibe pagos con retrasos, ya que los distribuidores de electricidad dominicanos se retrasan en pagar la energía comprada a los generadores. Esta deuda ha llegado a prolongarse en ocasiones a más de noventa días, lo que muchas veces pone en aprietos la estabilidad y sostenibilidad financiera de esta empresa.

En el periodo 2006 - 2008, la generación con GNL en el sistema eléctrico dominicano, no era tan competitivo como hoy en día, lo que en ocasiones provocaba que no se necesitase la totalidad de generación disponible, por lo que la demanda de GNL se afectaba por este concepto y más aún por el alto nivel de racionamiento de la demanda eléctrica. Esta situación obligó a que AES cancelara entregas de GNL del contrato de BP, debiendo pagar aun así sus acuerdos "Take or Pay", lo que agudizó aún más la crisis de esta empresa.

¹¹LNG A Nontechnical Guide

1.4.1.5 Gas Natural y los Mercados de GNL en Europa Occidental

Aunque naciones de Europa Occidental de forma individual representan mercados modestos de gas, cuando congregan en un solo mercado, resulta grande, lo que equivale a aproximadamente al 60% del mercado de los EU. En 2005 el consumo en los 25 países de la EU aumentó un 2,9% respecto al año anterior. Seis países representan aproximadamente el 75% de este total.

A partir del siglo 19, en Europa se desarrollaron empresas de gas cercanas a fuentes de este combustible.

El aumento del precio del petróleo de 1973 proporcionó un gran impulso para el negocio de gas en Europa. El gas indígena y regional se veía como una fuente de energía más segura que el petróleo del Medio Oriente.

Reino Unido

Reino Unido se convirtió en el primer importador mundial de GNL comercial, cuando un cargamento de GNL de Argelia fue entregado en Canvey Island en 1964. En la década de 1970, luego el descubrimiento de fuentes de gas en la cuenca sur del Mar del Norte provocó el término de este comercio, y la única terminal en Reino Unido fue cerrada y desmantelada. La política del Reino Unido recomendó el desarrollo de petróleo del Mar del Norte y del gas, para estimular la economía del país y recaudar ingresos fiscales.

Ibérico

España es el mercado de mayor crecimiento de Europa en gas natural, casi todo de origen importado. El consumo aumentó casi tres veces en la década de 1990, a raíz de un aumento similar en los 80s. Este crecimiento fue impulsado por el mercado de generación eléctrica y la industrial, lo que

facilito la mayor expansión y el desarrollo de infraestructura de importación y gasoductos.

Francia

La demanda total de gas francesa se espera a que crezca en un 4,4% hasta el año 2010. Esta tasa se reducirá un poco en la década siguiente, en torno al 3%, llegando a su totalidad en el año 2020.

Italia

Italia es el mayor mercado de gas en el Mediterráneo y se abastece principalmente por gasoducto, desde Argelia, Rusia y los Países Bajos, además de la producción indígena. El mercado del gas italiano se prevé que crezca a una tasa del 2,5% hasta el 2020.

1.4.1.6 Otros Países de Europa

Gas Natural y Mercado de GNL en Asia

En Asia, la mayoría de los países están adoptando un enfoque prudente para la liberalización del mercado del gas. Principales importadores de la región de gas natural licuado (Japón, Corea del Sur y Taiwán) no tienen acceso a las importaciones de gas por gasoductos, y las medidas para introducir la competencia en sus mercados de gas tienden a ocupar un segundo lugar por problemas de seguridad y los propios obstáculos no encontrados en mayor mercado maduro.

Japón

En 2005, Japón importó 58 millones de toneladas métricas (MMT) de GNL, por lo que es por mucho el mayor importador mundial de GNL. Japón ha importado gas natural licuado a través de contratos de largo plazo desde

ocho países. Abu Dhabi, Austria, Brunel, Indonesia, Malasia, Omar, OATA, y los Estados Unidos. Indonesia fue el más grande en la exportación, pero las exportaciones de Indonesia a Japón han estado disminuyendo constantemente debido a la caída en la producción de GNL.

Producto GNL hacia este país. Este fenómeno, alteró notablemente los precios del GNL, mucho más para las naciones de menor consumo, sin contratos de al menos mediano plazo.

Corea del Sur

El primer desafío a la dominación japonesa en el Lejano Oriente de negocios de GNL provino de Corea del Sur. Cuando la estatal *Korea Gas Corporation (Kogas)* realizó la primera compra de gas natural licuado, significó que empresas de exportación de GNL ya no eran totalmente dependientes de las ventas a Japón. *Kogas* firmó su primer contrato con Indonesia por el GNL del complejo de Arun en el año 1983, con entregas comenzando en 1986.

Taiwan

En Taiwan, Chinese Petroleum Corporation (CPC) permanece como único importador de GNL del país. La empresa es propietaria y operadora de terminales de GNL YungAn de Taiwán, situada en el suroeste de la isla. La Compañía de Electricidad de Taiwan importa más de la mitad del gas natural licuado para la generación de energía, y en invierno relativamente templado Taiwan limita el uso de gas para la calefacción. Sin embargo, su clima cálido de verano fomenta el uso de la generación de energía por el aire acondicionado. Como resultado, las cuentas de generación de energía representan el 70% del consumo de gas natural en Taiwán, mientras que las cuentas de gas por consumo de la ciudad por sólo un 30%.

Nuevo Gas Natural en Asia y los Mercados de GNL

China y la India (con poblaciones de más de mil millones cada uno y economías de rápido crecimiento) son el mercado de gas potencialmente grandes. Ambos tienen producción interna y el acceso potencial a importaciones través de gasoductos. China está lista para recibir gas desde las remotas regiones autónomas de Uygur y Xinjiang en el centro económico de Shanghai y otras regiones, a través del río Yangtse, con 4.000 kilómetros de gasoducto de Este a Oeste, y considerando también las importaciones por gasoducto desde Sakhalin, mientras que la India discute la posibilidad de importar vía gasoducto desde Irán.

Otra motivación para incrementar el uso del gas, es la calidad del aire, desde que el carbón es la tercera fuente principal de energía en la India. La India fue el primer país en construir una terminal de GNL, a través de Petroner Dahej, y cargó la terminal por primera vez en 2003, continuó en el 2006 con la puesta en marcha de la terminal Gaungdong. El problema en ambos países (Irán e India) fue el alto precio del gas en relación a los precios de la energía al por mayor y al por menor.

India

La aplicación incorrecta de los entornos normativos y legales y los precios de la energía artificialmente bajos por los controles del gobierno socavan la viabilidad de los proyectos de importación de GNL. Los precios que perciben los usuarios finales son bajos, principalmente debido a los subsidios estatales a los grandes consumidores, tales como fertilizantes y plantas de energía. Por el contrario, la eliminación de los subsidios y obligaría a subir los precios desalentaría la demanda y podría dar lugar a protestas públicas. A pesar de esto, a partir de finales de 2005, dos terminales estaban operando (The Petronet Dahej Terminal, en Kochi, y la terminal Shell, en Hazira), una tercera se estaba preparando para la apertura (Dabhol), y la construcción de la cuarta estaba a punto de comenzar en cuarto (en Kochi)

El proyecto de Enron en Dabhol de importación de GNL para la generación de energía sirve como un ejemplo de alto perfil de los problemas que enfrentan los proyectos de inversión en la India. La terminal de GNL no se completó y fue suspendida en 2001 debido a un fallo para resolver las disputas de precios con de Electricidad de la Junta de Estados Maharashtra, el principal comprador de energía de la planta asociada 2.200 MW.

China

China ha sido un éxito en la generación de demanda de gas y la construcción de infraestructura de suministro a través de la regulación y formulación de políticas, a través de la confianza en el mecanismo del mercado. Por ejemplo, los 4.000 kilómetros de gasoducto Este-Oeste se completó a finales de 2004 un año antes de lo previsto y sin la participación de socios extranjeros. El proyecto de 5.2 mil millones \$US, es el segundo en la escala de inversión, superado sólo en el proyecto de la Presa de las Tres Gargantas.

El gobierno chino llegó a la conclusión de que ciertas provincias costeras requerirán de GNL y ha sido un activo promotor de estos proyectos. La primera terminal fue Buist en Shenzhen por la provincia de Guangdong Dapeng LNG Company e inició sus operaciones en junio de 2006. El proveedor es NWS de Austria.

La segundo terminal de GNL de China se encuentra en Fujian y está programada para abrir en 2008. Será operada por CNOOC y Fujian y la Corporación para el Desarrollo de la inversión. En 2002, se firmó un contrato con Tangguh de Indonesia para un proyecto de GNL para la compra de 2,6 MMT/año (3,6 millones de metros cúbicos/año) durante 25 años.

Chile

Chile anunció la construcción de una terminal de importación de GNL en 2004, para reducir la dependencia de las compras de gas por gasoducto desde Argentina. En junio de 2006, la presidenta chilena, Michelle Bachelet, puso la primera piedra, de 400 millones de dólares para la terminal de Quintero, en el centro de Chile. La terminal se programó para iniciar operaciones a finales de 2008, con actividades a gran escala a partir de 2009. Está siendo desarrollado por una asociación de la Empresa Nacional de Petróleo SA (ENAP), el Grupo BG, Endesa Chile, y Metrogas. Tendrá una capacidad inicial de cerca de 1,4 millones de metros cúbicos/año, con el potencial de expandirse en alrededor de 3 MM/año (4,2 millones de metros cúbicos / año). Otros dos proyectos también están bajo consideración en el país, más al norte.

Nueva Zelanda

En Nueva Zelanda se espera que haya un déficit de suministro de energía. Energía Empresas de servicios públicos de energía, están evaluando una serie de proyectos en mar y en tierra de soluciones terminales de GNL. Para el año 2015, se estima que su producción podría equivaler a no más de un modesto 1 MMt/año (1,4 millones de metros cúbicos / año).

Pakistán

La compañía de transmisión y distribución de gas del sur de Pakistán (SSGC), está considerando la posibilidad de construir una terminal de GNL para incrementar sus suministros de gas de uso doméstico. Las reservas de gas de Pakistán son relativamente modestas, junto a las complejidades políticas de las importaciones regionales vía gasoductos, de la vecina Irán, ha animado a SSGC considera como un método potencial para incrementar el suministro de gas. La ubicación más probable para la instalación de la terminal importaciones, es el Terminal Portuario Oasim o la zona de Port

Trust Katachi de Karachi. Capacidad de inicial será un modesto 205 MMt / año (3,5 millones de metros cúbicos / año)

Tailandia

Tailandia está revisando las plantas anteriores (luego dejado de lado en la cara de aumento de la oferta interna) para introducir gas natural licuado en su matriz energética. Este replanteamiento se produce en medio un fuerte aumento de la demanda prevista de gas natural, con una previsión de crecimiento medio anual del 5% -6% hasta el año 2015. Tailandia actualmente se suministra de gas por tres grandes tuberías-dos de ámbito nacional en Tailandia y uno de Myanmar. Una cuarta línea de transmisión, desde el Golfo de Tailandia, se está desarrollando actualmente, aumentando así el futuro de los suministros internos. Por último, un potencial gasoducto adicional, en Tailandia Malasia, está previsto para la apertura de una nueva fuente de gas importado de la vecina Malasia.

1.4.1.7 Precios del gas natural

A raíz de la desregulación de los precios del gas en boca de pozo y la separación de las funciones de transporte de gas y de suministro, un importante centro de comercio desarrollado es el Henry Hub, en Luisiana, en torno al cual se fija el precio más observado de referencia EU. En el New York Mercantile Exchange (NYMEX), los precios de los contratos de futuros se basan en los precios de Henry Hub. En Norte América los precios mayoristas del gas son en gran medida por las condiciones del mercado y de los contratos de suministro no están vinculadas por contrato a precios competitivos de productos petrolíferos o de otros índices, como es todavía el caso en muchas otras naciones. No sólo de gas natural, sino también el transporte y los derechos de almacenamiento se negocian activamente.

Durante la última parte de la década de 1980 y la mayoría de los años 90, los precios del gas natural fueron bajos en relación con otros combustibles fósiles. Durante la década de 1990, el Henry Hub era tenía un precio por lo general alrededor de \$ 2.00-\$ 2.50 por millón de unidades térmicas británicas (MMBTU). Esto condujo a un fuerte incremento en la demanda de gas natural, en particular en los sectores industriales y de energía. El consumo de los EU se incrementó de 19,2 billones de pies cúbicos (544,1 millones de metros cúbicos) en 1990 a 23,4 billones de pies cúbicos (663,2 millones de metros cúbicos) en 2000. La opinión de consenso de la industria en 2001 fue que la demanda de gas llegaría a 30Tcf (580,2 millones de metros cúbicos) en 2010.

El año 2000 marcó el final de bajo precio, estable de gas en los Estados Unidos. La rápida expansión en la generación de electricidad alimentada con gas tuvo un impacto sorprendente. La demanda de gas fue sin precedentes, por el sector de la energía para cumplir con la demanda del verano en aire acondicionado. Los precios de la gasolina estuvieron en alza, y el Henry Hub alcanzó su punto máximo, hasta entonces extraordinario, al alcanzar los \$10/MMBTU en enero de 2001. Los altos precios del gas provocaron la pérdida de una considerable demanda - el uso de gas se redujo en 1,1 billones de pies cúbicos (31,2 millones de metros cúbicos) en 2001 - y estimuló un esfuerzo importante de perforación, lo que contribuyó a la restauración de un equilibrio del mercado.

A principios de 2002, los precios del gas se habían desplomado de nuevo a los \$ 2.00-\$ 2.50/MMBTU. Expertos de la industria comenzaron a cuestionar sus pronósticos de escasez de gas y el aumento de los precios del gas. En 2002, el precio Henry Hub promedio fue de \$3.05/MMBTU, en comparación con \$3.75/MMBTU en 2001 y \$ 4.34/MMBtu en el año 2000. Sin embargo, el alivio a los consumidores de gas resultó ser temporal. Un frío invierno de 2002-3 envió los inventarios de gases a niveles sin precedentes en al final del invierno, Henry Hub precios de \$7.50/MMBtu. Aunque los precios disminuyeron en la primavera de 2003, la demanda de gas en el sector de la

energía para cumplir con La carga del verano el aire acondicionado, mantuvo los precios muy por encima de la marca de \$ 4.50/MMBtu.

Al pasar el tiempo, parece cada vez más evidente que los altos precios llegaron para quedarse. Henry Hub no descienden por debajo de \$ 5.30/MMBtu durante el año 2004 y e inexorablemente más allá de la marca de los \$ 6.00/MMBtu como se acercó en la temporada de calefacción del 2004-5. En el verano y el otoño de 2005, la pérdida de producción en el Golfo de México causadas por el huracán Katrina hizo que los precios de gas para todos los tiempos superaran los US \$14.00/MMBtu. En febrero de 2006, cayeron a US\$ 7.00/MMBtu, ayudado por el clima invernal más cálido de lo normal en la mayor parte del país.

CAPITULO 2

MERCADO DEL GAS NATURAL EN REPÚBLICA DOMINICANA

2.1 Introducción

La empresa AES DOMINICANA, filial de AES Corporations, es hasta la fecha la única empresa que importa LNG en República Dominicana. La terminal en el muelle Punta Caucedo, con capacidad de 160,000 metros cúbicos de Gas Natural Licuado, inició sus operaciones a finales de 2003, cuando también se declaró la entrada en servicio de la central de ciclo combinado de 310 MW, AES Andrés, diseñada para quemar este combustible¹².

No fue hasta el 2005 cuando esta empresa firma su primer contrato para suministrar gas natural comprimido (GNC) a terceros, a través de una terminal para la carga de camiones construida para estos fines. En el año 2009 se pone en operación el primer gasoducto, con longitud de 34 km, con el que se alimentan desde la terminal en Punta Caucedo, dos turbinas de gas de ciclo abierto de 118 MW cada una, que en principio operaban con Light Fuel Oil y que fueron convertidas para quemar gas natural.¹³

Esta inversión de la empresa AES, es la más trascendental ocurrida en el sector eléctrico dominicano luego de la capitalización, por el impacto causado en la matriz energética y porque además permitió sustituir en la industria el uso de combustibles de precios más volátiles y elevados, por el gas natural. Adicionalmente, la reducción en las emisiones y en el impacto ambiental causado por los otros combustibles, fue otro beneficio colateral que adquirió el país, por la inserción de este combustible.

¹²Memoria Anual AES Dominicana 2011

¹³Memoria Anual AES Dominicana 2011

2.2 Matriz Energética y Balance de Energía

En las tablas siguientes, se presenta la evolución de la matriz energética a lo largo de la historia del sistema eléctrico dominicano y el balance energético compuesto por la tecnología asociada.

Tabla 2.1: Energía Generada en el SENI por Tecnología.

Energía Generada en el SENI por Tipo de Tecnología 2003 - 2012 (GWh)

	Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	Generación	10.396	8.868	9.823	10.708	11.088	11.620	11.529	12.272
Tecnología									
Ciclo Combinado		14%	27%	24%	26%	25%	30%	26%	25%
Turbina a Gas		11%	0%	0,2%	1%	4%	3%	4%	10%
Hidroeléctricas		12%	18%	19%	17%	15%	12%	13%	12%
Turbinas de Vapor		22%	19%	20%	22%	21%	20%	20%	18%
Motor Diesel		41%	36%	36%	35%	35%	35%	37%	35%
Total		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Nótese el efecto causado por la introducción del gas en el balance energético y la rehabilitación de dos de las tres plantas térmicas a carbón con que cuenta el sistema.

Tabla 2.2: Energía Generada en el SENI por Combustible.

Energía Generada en el SENI por Tipo de Combustible 2003 - 2012 (GWh)

	Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	Generación	10,396	8,868	9,823	10,708	11,088	11,620	11,529	12,272
Combustible									
Gas Natural		12%	9%	8%	9%	11%	11%	19%	27%
Fuel Oil No.2 y No.6		5%	9%	8%	9%	8%	8%	7%	7%
Fuel Oil No.2		8%	9%	8%	9%	10%	11%	5%	1%
Fuel Oil No.6		46%	45%	44%	44%	43%	44%	41%	38%
Hidraulica		7%	9%	11%	7%	7%	6%	12%	12%
Carbón		22%	19%	20%	22%	21%	20%	17%	15%

Es preciso destacar, el cambio en la matriz energética, justo después del periodo de capitalización al que se avocó el país en el año 1997¹⁴, puesto que el modelo anterior, monopolio estatal, dejó como legado un parque de generación en franco deterioro producto de la inadecuada gestión operativa a la que fueron sometidas las máquinas, cuyas capacidades instaladas históricamente siempre superaron a la demanda real, pero que la falta de un oportuno y adecuado mantenimiento mermaron su capacidad de producción original. (Según registros del OC¹⁵, entre un 65 y un 70% de la capacidad instalada está disponible para generar).

Tabla 2.3: Capacidad Instalada en Centrales Hidroeléctricas.

Capacidad Instalada en Centrales Hidroeléctricas 2010

NOMBRE DE UNIDADES	POTENCIA INSTALADA CENTRALES HIDROELECTRICAS 2010	
	NO. DE UNIDADES	POT. EFECTIVA BRUTA (MW)
EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD HIDROELECTRICA		
AGUACATE	2	52,00
ANIANA VARGAS	1	0,60
BAIGUAQUE	2	1,20
CE MONCION	2	3,20
DOMINGO RODRIGUEZ	1	4,00
EL SALTO	1	0,70
HATILLO	1	8,00
JIGUEY	2	98,00
JIMENOA	1	8,40
LAS DAMAS	1	7,50
LOPE ANGOSTURA	1	18,40
LOS ANONES	1	0,10
LOS TOROS	1	9,70
MAGUEYAL	1	3,00
MONCION	2	52,00
NIZAO NAJAYO	1	0,30
RINCON	1	10,10
RIO BLANCO	2	25,00
ROSA JULIA	1	0,90
SABANA YEGUA	2	12,80
SABANETA	2	6,30
TAVERAS	2	96,00
VALDESIA	1	54,00
LAS BARIAS	1	0,90
PINALITO	1	50,00
TOTAL		523,10

¹⁴Mediante el proceso de reforma a las empresas públicas.

¹⁵Organismo Coordinador, Operador del Mercado.

Tabla 2.4: Capacidad Instalada en Centrales Térmicas.

Capacidad Instalada en Centrales Térmicas 2010

NOMBRE DE UNIDADES	POTENCIA INSTALADA CENTRALES TERMICAS 2010	
	NO. DE UNIDADES	POT. EFECTIVA BRUTA (MW)
EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD DE HAINA, S. A.		
HAINA TG	1	100,00
HAINA 1	1	54,00
HAINA 2	1	54,00
HAINA 4	1	84,90
SAN PEDRO VAPOR	1	30,00
PUERTO PLATA 2	1	39,00
PUERTO PLATA 1	1	27,60
BARAHONA CARBON	1	53,60
SULTANA DEL ESTE	5	102,00
EGE-ITABO		
ITABO 1	1	128,00
ITABO 2	1	132,00
IPP'S		
SAN FELIPE	1	185,00
CESPM 1	1	100,00
CESPM 2	1	100,00
CESPM 3	1	100,00
TRANSCONTINENTAL CAPITAL CORP. (BERMUDA) LTD.		
ESTRELLA DEL NORTE	7	43,00
ESTRELLA DEL MAR	7	73,30
GENERADORA PALAMARA - LA VEGA		
PALAMARA	10	106,80
LA VEGA	5	87,50
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE PUERTO PLATA		
CEPP 1	3	18,70
CEPP 2	9	58,10
DOMINICAN POWER PARTNERS LDC		
LOS MINA 5	1	118,00
LOS MINA 6	1	118,00
MONTE RIO POWER CORPORATION		
MONTE RIO	13	100,10
AES ANDRÉS		
AES ANDRES	1	319,00
COMPLEJO METALURGICO DOMINICANO		
METALDOM	4	42,00
LAESA		
PIMENTEL 1	4	31,60
PIMENTEL 2	4	28,00
TOTAL		2.434,20

2.3 Principales Impactos Económicos del Gas Natural en RD

Sin lugar a dudas que por el tiempo que lleva utilizándose el gas natural en el sector eléctrico, éste ha resultado el más aventajado hasta la fecha en lo que ahorro significa; aun con los momentos de crisis político-económico que vivió el país en los años de 2000 al 2004, y posteriormente la crisis mundial que

disparo los precios de los combustibles en los años 2007 y 2008; en el sector de la generación se estiman hasta la fecha unos 2,000 MM US\$ de ahorro¹⁶.

Una vez atenuada la crisis del crudo (WTI) y del propio gas, la industria diversa (hoteles, empresas manufactureras) empezaron a ganar confianza en el desarrollo de un mercado sostenible alrededor de este combustible y comenzaron a invertir, cambiando sus procesos productivos, para iniciar el consumo del gas natural¹⁷. Según inferimos, por el volumen que consume este sector, el ahorro percibido por el uso de gas natural en sus procesos productivos, ronda en unos 100 millones de dólares anuales. Esta cifra, no incluye el gas para uso vehicular, cuyo impacto positivo se estima en 7 y 9 millones de dólares en el 2011 y 2012 respectivamente.

Tabla 2.5: Consumo de Gas Natural en RD

Consumo de Gas Natural en RD, 2011 - 2012 (MMBTU)

Renglón	Años	
	2011	2012
Generación Eléctrica	31,855,727	36,166,992
GNC*	1,568,241	2,174,290
GNL**	2,934,778	3,932,825
Vehicular	345,013	478,344
Total	36,703,759	42,752,451

GNC Gas Natural Comprimido*

*GNL** Gas Natural Líquido*

Aunque se evidencia el gran empuje del sector industrial, producto de la incorporación del gas natural en sus procesos, hay quienes señalan que hoy

¹⁶ Dato estimado del autor.

¹⁷ Periódico Diario Libre del 20 de Abril de 2010: <http://www.diariolibre.com/noticias/2010/04/20/>

por hoy todavía no han sido amortizadas las inversiones realizadas en la transformación¹⁸.

En el sector transporte, el desarrollo ha sido más lento producto entre otras razones de índole regulatorio y político, como podremos denotar en el desarrollo de esta tesis, por ser este un proceso mucho más complejo, puesto que además de la transformación del parque vehicular, aspecto que requiere de una importante inversión, hay que desarrollar también centros de expendios que puedan vender el combustible a pequeña escala. Estos centros de expendio, estaciones de combustible, se han ido instalando conforme va aumentando lentamente la demanda del sector vehicular, que si bien es cierto que el sector transporte privado ha sido el más aventajado, puesto que es el segmento de mercado que puede hacer la inversión por voluntad propia, el mayor ahorro se cuantifica que está en el transporte público, por los millones de galones que se consumen anualmente, de combustibles que pudieran ser sustituidos por gas natural. El gas natural es 60% más económico que la gasolina, y 50% que el gasoil y 30% menos costoso que el gas licuado de petróleo, todos estos combustibles son utilizados en la actualidad en el sector transporte.

En la siguiente tabla, se muestra el consumo por tipo de combustible en el sector transporte, publicado por el Ministerio de Industria y Comercio de República Dominicana, en diciembre de 2012.

Tabla 2.6: Consumo por Tipo de Combustible en RD

Combustible	MM Gal
Gasolina Premium	88.455
Gasolina Regular	177.2
GLP	334
Gasoil Premium	43.6
Gasoil Regular	209.8 ¹⁹

¹⁸ Periódico La Información del 06 de agosto de 2012: <http://lainformacion.com.do>

¹⁹ Ministerio de Industria y Comercio de RD, Dic. 12: <http://www.seic.gov.do>

Aunque ya se han mencionado los principales modos de consumo del gas natural en el país, existe otro factor, que incide directamente en la economía y que también tiene que ver con el ahorro asociado al consumo de gas natural. Como país tercermundista, República Dominicana tiene una economía que depende en gran medida del tipo de cambio con relación al dólar estadounidense, y también del Euro aunque en menor proporción. El ahorro en los combustibles, se traduce directamente en un ahorro de dólares, lo que quita presión al tipo de cambio (Ley de oferta y demanda) y contribuye a la estabilidad macroeconómica de la nación.

2.4 El Gas Natural en RD, Contexto Actual

Desde el punto de vista del autor, el empuje que había tenido la inserción del gas natural en la República Dominicana, empieza a develarse para el público común en el año 2011, luego de nueve años de existir la terminal de AES Dominicana, tiempo en el que estuvo empujando en gran medida el desarrollo del sector eléctrico. En el 2011 la empresa adquiere un barco adicional del combustible fuera del volumen consignado en el contrato con British Petroleum (BP)²⁰, producto de la creciente demanda que experimento el mercado. En el 2001, AES firmó un contrato de suministro de gas con BPGM, por espacio de 20 años, asegurando un suministro de 33.6 TBTU/año²¹.

Aunque si bien es cierto que la terminal en términos operativos es subutilizada por lo siguiente:

Cálculo de Utilización de la Terminal:

Capacidad de Almacenamiento = 160,000 mtr³;

²⁰ AES Dominicana Informe Estadístico 2011, página 31

²¹ Documento Público AES Dominicana. Presentacion_Seminario_GN2010_final_BD4:
<http://www.aesdominicana.com.do>

Equivalencia Energética Capacidad Almacenamiento = 3.88 TBTU²²;

Suministro = 33.6 TBTU/año = 2.8 TBTU/mes = 72% de la capacidad de almacenamiento

De continuar la demanda con la misma tendencia, pronto su utilización estará cerca de la nominal.

Este barco adicional, que la empresa adquirió, fue empujado por la demanda en los industriales, el sector vehicular, pero mayormente por el ingreso de otros jugadores al sistema eléctrico, Transcontinental Capital Corporations, Seaboard, entró en operación una central a motores duales (pueden quemar Heavy Fuel Oil y Gas Natural Comprimido), compuesta por seis unidades que suman un total de 108 MW. Seaboard recibe suministro de GNC, a través de un gasoducto de 3 km que se interconecta con el gasoducto de AES Dominicana en la válvula No 4²³.

De esta forma, Seaboard entra a operar en el 2012, con una demanda aproximada de 5,000 MMBTU²⁴ al año.

Dado que el precio que está viendo la nueva demanda constantemente es actualizado, los industriales y el sector transporte demandan la intervención del gobierno en la regulación de los precios del gas natural, y muchos amenazan con volver a utilizar fuel oil²⁵.

Estos sectores que demandan el combustible, aparte del que consumen las centrales de generación propiedad de AES, las cuales tienen suministro de gas a precio NYMEX hasta que dure el contrato, intentan eludir la realidad de que la nueva demanda necesariamente verá precios más elevados a menos que se pacte un nuevo contrato a largo plazo que garantice precios más estables y favorables, respecto del mercado spot. Estas entidades, abogan

²² Stream REPSOL-Gas Natural LNG: <http://www.streamlng.com>

²³ Periódico El Nacional: <http://www.elnacional.com.do/nacional/2012/4/4>

²⁴ Dato Estimado a partir de la programación semenal del OC

²⁵ Periódico Diario Libre Agosto 08, 2012: <http://www.diariolibre.com>

por que el gobierno invierta en nuevas terminales y que se regule de una vez este mercado, al igual que lo hace con los de más combustibles.

2.5 Sector Generación

A demás de la entrada de Seaboard en el 2012, existen otros proyectos similares de generación, pero que aún no logran despegar, ya que no han podido conseguir un contrato de suministro de combustible. Si bien es cierto que la terminal aún le queda suficiente utilización disponible (para suplir otra central de 300 MW²⁶), para ser explotada a su máxima capacidad, la logística que conlleva incrementar la frecuencia de llegada de buques no es tarea fácil, cuando también se debe procurar el despacho de las centrales y el retiro justo a tiempo del gas que ya está contratado.

Un evento en el sistema eléctrico, que modifique el despacho programado de las centrales de generación que consumen gas, un retraso en el retiro de gas por la terminal de camiones, un paro de las sectores que controlan el transporte, retrasos en los pagos de la demanda por el gas consumido, en fin, hay muchos factores que pueden complicar la logística de recepción de barcos de gas a la terminal, puesto que existe un solo tanque de almacenamiento y ha de suponerse que si se contrata un barco, este tanque debe encontrar el espacio suficiente para que se pueda efectuar la descarga, manteniendo los estándares de seguridad establecido.

Otra situación a parte de la logística ya mencionada, es el atraso en los pagos de las empresas de distribución de electricidad a todos los generadores. Estos retrasos comprometen los flujos de caja de esta empresa puesto que si no cuentan con la disponibilidad de capital de trabajo, los buques de combustibles no vienen. En el caso del gas, estos retrasos

²⁶Gas Magazine Latinoamérica, Febrero 2012, No. 79

podrían tener doble magnitud, puesto que estos traerían indisponibilidad de electricidad y de gas natural.

Hasta el 20 de agosto de 2012, la deuda corriente correspondiente a la factura de electricidad de los generadores del SENI, ronda los 1000 MM US\$²⁷.

Estos planteamientos, son parte de la base que utilizaremos en esta tesis, en nuestra propuesta de división de los dos negocios, gas y electricidad.

El gobierno dominicano, máximo demandante de electricidad del país, ya que tiene en su poder las empresas distribuidoras: EDESUR, EDENORTE y EDEESTE; pretende convertir a gas natural²⁸, una central que hoy opera como IPP, con la cual mantiene un contrato PPA, y que está compuesta por tres centrales, turbinas de gas de ciclo combinado, de 100 MW cada una, que queman Fuel No.2 o LFO (Light Fuel Oil). Esta central de generación se encuentra en San Pedro de Macorís, provincia del Este del país, que dista a 35 Km de la terminal de gas.

El 27 de noviembre de 2012, las empresas AES Andrés e InterEnergy firmaron un acuerdo de intención, para continuar el desarrollo del gas natural en la zona Este de país²⁹.

La primera etapa del proyecto consiste en la construcción de un gasoducto de 45 kilómetros, desde la terminal de recepción de gas natural de AES Andrés, ubicada en el Puerto de Andrés, Boca Chica, hasta San Pedro de Macorís. La finalidad de este gasoducto es suministrar gas natural a la demanda de la zona Este del país, en especial a las generadoras eléctricas. La culminación de esta primera etapa se espera para finales del 2014³⁰.

²⁷ Periódico Hoy del 20 de Agosto de 2012: <http://www.hoy.com.do>

²⁸ Periódico Hoy del 04 de Marzo de 2011: <http://www.hoy.com.do>

²⁹ http://www.aesdominicana.com.do/serve/listfile_download.aspx?id=1419&num=1

³⁰ http://www.diariolibre.com/noticias_det.php?id=361426&l=1

La idea inicial es construir un gasoducto desde la terminal en Punta Caucedo, hasta la central de ciclo combinado. Hasta la fecha, las partes involucradas en este proyecto no se han puesto de acuerdo para la realización del mismo.

Se habla también de la posibilidad de construir una terminal de gas natural cerca de esta central, pero a la fecha, aún no hay noticias concretas al respecto.

Mucho se ha hablado de la expansión de la generación en el país, he incluso, en estos momentos existe un proyecto de licitación abierto, que pretende atraer nueva generación base al sistema, unos 1000 MW³¹, pero el proceso es algo turbio, ya que los posibles oferentes ya empiezan a cuestionar sobre las garantías que otorga el estado dominicano en aras de que los inversionistas recuperen su inversión.

Por otro lado, que el presidente de la República, electo el 16 de mayo de 2012, en un viaje reciente a Brasil, abogó por traer al país dos centrales térmicas a carbón, cada una de 300 MW³², básicamente de inversión brasileña; el anuncio se produce en momentos en que el proceso de licitación ya rebasó la etapa en que los oferentes presentan sus respectivas propuestas, lo que implica que de conseguir los inversores brasileños, el proceso de licitación colapsaría, al menos en una importante proporción.

2.6 El Sector Industrial

El sector industrial, está consciente de que el alza en los precios del gas, obedece a la gran demanda del combustible que registran los mercados internacionales, así como los costos asociados al transporte del GNL.

³¹Portal CDEEE: <http://www.cdeee.gob.do/?p=943>

³² Periódico Diario Libre del 10 de Julio de 2012: <http://diariolibre.com.do>

Ejemplo de esto, son las declaraciones ofrecidas en el periódico Hoy³³ por Ricardo Canalda presidente de Línea Clave, empresa distribuidora de gas; quien comenta que *“lo que ha incidido en el escalonamiento de los precios de comercialización es el incremento de la demanda en el mercado asiático como consecuencia del terremoto de Japón. Explica además que este aumento en la demanda ha provocado un incremento de embarques hacia los países Asiáticos, lo que también ha golpeado la estabilidad del transporte de GNL, como el que importamos en RD”*.

“Una noticia esperanzadora, es que se ha atenuado esta tendencia alcista, por la baja del consumo de los países Europeos, debido al agravamiento de la crisis en esa economía”.

Como puede notarse en estas declaraciones, existe una conciencia del empresariado dominicano, del porque se están produciendo las alzas en este combustible; por lo que los que aún persisten con la idea de insinuar que la causa de la carestía del gas natural en el país, se debe a la existencia de un monopolio, cada día más tienen menos compañeros que respalden su moción.

2.7 El sector Transporte

Como se ha mencionado, el aumento de precio del gas natural, ha causado diversas reacciones en los sectores industriales y transporte, tras considerar, que debe tomarse una decisión que establezca el precio del combustible. En el mismo diario antes citado, Antonio Marte³⁴, presidente de la Confederación Nacional de Transportistas, considero lo siguiente: *“que las autoridades incumplen el acuerdo, porque cuando se inició el uso del gas natural se estableció que no se aumentaría el precio del gas durante los primeros 10 años”*.

³³Periódico Hoy del 13 de Agosto de 2012: <http://www.hoy.com.do>

³⁴Periódico Hoy del 31 de Julio de 2012: <http://www.listindiario.com>

En nuestra investigación, aún no hemos encontrado el acuerdo que cita el señor Marte, y particularmente la opinión del autores que no debe existir, ya que sería un absurdo pensar que el precio del gas natural, como el de cualquier otro carburante, permanecería constante, independientemente de la demanda, ya que de suceder lo que está sucediendo en estos momentos, el gas que AES Dominicana vende a tercero no es con referencia al precio NYMEX, es obvio que se requeriría de adquirir gas adicional en otras condiciones de precio³⁵.

2.3.1 Mercado de Venta de Gas a Terceros

2.3.1.1 Mercado de Gas Natural Licuado

Una vez más el grupo AES Dominicana marca las pautas en el sector de la energía, al poner a disposición del país la primera Terminal de Distribución de Gas Natural Líquido, no solo en República Dominicana, sino la primera en toda América Latina. El nuevo negocio, consiste en una estación con facilidades para cargar camiones con gas natural líquido (GNL), la misma localizada en Punta Caucedo³⁶.

AES Dominicana, tiene relaciones comerciales con empresas locales que se encargan del negocio de la distribución de gas, como son: LINEA CLAVE, SOLUCIONES GAS NATURAL, PLATER GAS, PROPAGAS Y TROPIGAS.

³⁵ Periódico Listín Diario del 09 de Agosto de 2012: <http://www.listindiario.com>

³⁶ Memorias AES Dominicana 2011

2.3.1.2 Mercado de Gas Natural Comprimido

En el 2005, AES Dominicana firma su primer contrato de venta de Gas Natural con una empresa de distribución local, LINEA CLAVE INTERNACIONAL, la cual tomo la decisión de desarrollar la tecnología de Distribución de Gas Natural por camiones. Con este contrato se abrió la puerta en el país a la distribución de gas hacia nuevos mercados que hasta entonces no podían contar con las ventajas de este combustible.

A partir de 2007, AES comienza a entregar gas a LINEA CLAVE, quien tiene sus instalaciones adyacentes a la central energética AES Andrés, lugar en el cual el gas natural se comprime a altas presiones y embazado en contenedores especiales para tal fin. A partir de ahí, el gas natural es transportado en camiones a los distintos consumos industriales que han incursionado en el uso de este combustible³⁷.

2.1.1.3 Regasificación del Gas Natural

El proceso en la terminal de Punta Caucedo, en la recepción de GNL y posterior regasificación es el siguiente: Una vez que el buque-tanque de GNL llega a la terminal de regasificación, el GNL es bombeado desde la nave hasta el tanque de almacenamiento. El tanque de GNL es criogénico, similares a los utilizados en la terminal de licuefacción, con capacidad de almacenamiento de 160,000 metros cúbicos de GNL. Por lo general, y por la experiencia, la descarga de un buque requiere unas 12 horas.

Una vez puesto en el tanque, en estado líquido, el gas natural es convertido a estado gaseoso, para ser inyectado al sistema de gasoductos y alimentar las terminales de retiro de gas de aquellos clientes que demanda el gas en este estado. Para ello, se bombea desde los tanques de almacenamiento y

³⁷ Memorias AES Dominicana 2011

es calentado con vaporizadores hasta las condiciones de entrega especificadas por las empresas y requerida por el gasoducto. Ya regasificado, el gas se distribuye a los camiones que lo transportan hasta los diferentes centros de consumo y a través del gasoducto hacia las centrales de DPP y SEABOARD.

Terminal de Gas Natural:

La terminal de gas natural en Punta Caucedo, propiedad de AES Dominicana, forma parte importante de la estrategia a largo plazo de AES Dominicana y abre las puertas de República Dominicana al consumo de gas natural.

Dentro de su infraestructura, la terminal cuenta con un sistema de descarga de barcos de tres (3) brazos con capacidad para descargar 10,000 m³ de gas natural líquido por hora. Además cuenta con un tanque criogénico de paredes dobles con aislamiento, y capacidad de almacenaje de 160,000 m³ de gas natural líquido y un sistema de regasificación con capacidad para convertir de líquido a gas 250,000 MMBTU por día. Por último, cuenta con un sistema de "boiloff" de seguridad que maneja los gases del tanque criogénico manteniendo la presión atmosférica³⁸.

Terminal de Camiones:

La primera terminal de llenado de camiones de gas natural licuado en la República Dominicana inicia sus operaciones en enero 2010. Está integrada a las facilidades del complejo energético de AES ANDRES, opera bajo las normas NFPA 59^a en cumplimiento con el Código Estatal de Regulación Federal de los EEUU 23 CFT parte 658. Las facilidades de llenado de camiones tienen capacidad para dos llenados simultáneos a una tasa de

³⁸Memorias AES Dominicana 2011

carga de 68 m³/h equipado con medidores de flujo tipo Coriolis y cromatógrafos³⁹.

Cromatografía:

Es un conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva, cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes.

Efecto Coriolis:

El efecto Coriolis hace que un objeto que se mueve sobre el radio de un disco en rotación tienda a acelerarse con respecto a ese disco según si el movimiento es hacia el eje de giro o alejándose de éste.

2.1.2.2 Logística de Recepción de Gas Natural

Como se mencionó con anterioridad, la terminal en Punta Caucedo, cuenta con un sistema de descarga de barcos de tres (3) brazos con capacidad para descargar 10,000 m³ de gas natural líquido por hora. La primera tarea consiste en acoplar el buque a la terminal, para lo cual se monta, todo un operativo, en donde la seguridad prima.

Una vez acoplados buques y terminal a través de los brazos, se procura estabilizar las presiones dentro del tanque, esto es evitar cambios bruscos, para esto las centrales conectada directamente en la terminal, el ciclo combinado de 310 MW, es operada a valores cercanos al 100% de su potencia nominal, y se bloquea el lazo de control, que permite que la central regule la frecuencia del sistema, para con esto evitar posibles oscilaciones.

El tiempo de descarga de unas 12 horas. Una vez terminada la descarga, se desconectan los brazos del buque y este queda libre para el despegue. La

³⁹Memorias AES Dominicana 2011

central entonces, es puesta de vuelta a ofertar el servicio auxiliar de regulación de frecuencia⁴⁰.

2.1.2.3 Suplidores y Contratos

El suplidor del gas que llega a República Dominicana, es British Petroleum (BP) y el contrato suscrito entre AES y esta empresa, es por espacio de veinte años, es decir hasta el 2023⁴¹.

2.3 Análisis FODA

Las fortalezas que representa tener este combustible en el país, son innumerables, ya que el gas natural es catalogado como el combustible del futuro, por la gran cantidad de reserva mundial de este combustible, ya confirmada y por aquella que falta por confirmar. Tener la disponibilidad en el país de gas natural, abre la puerta a que se instalen proyectos eficientes en el plano de generación de electricidad, eficiencia en la industria y en el transporte, a la vez que se cuida el medioambiente.

Las oportunidades son obvias, ya que el consumo de gas natural en el país, representa aun un bajo % respecto a todos los carburantes que se consumen en el país, en el sector generación cerca de un 30%⁴² de la máxima energía generada es a gas natural. Además, la terminal existente es utilizada cerca de un 72%, por lo que tenemos todo un camino por desarrollar en torno a este combustible.

⁴⁰Memorias AES Dominicana 2011

⁴¹ Presentacion_Seminario_GN2010_final_BD4: <http://www.aesdominicana.com.do>

⁴² Organismo Coordinador del SENI

Las debilidades están más bien orientadas en el orden de la estabilidad jurídica y regulatoria y en el cumplimiento por parte de la demanda de electricidad, de los pagos concernientes a este servicio y que afectan en gran medida la disponibilidad del combustible y por ende su aprovechamiento. Un ejemplo de esto, es que a esta fecha, aun no existe un Reglamento o normativa integral que regule el mercado del gas natural en el país considerando todos los usos posibles, cosa que deberá superarse si es que el gobierno y los sectores productivos de la nación desean en verdad que haya un desarrollo sostenible en esta materia.

Las amenazas, es precisamente que continúen estas debilidades antes mencionadas y que no se accione al respecto. De no garantizarse el aspecto jurídico y regulatorio y de no respetarse los acuerdos y contratos pactados⁴³, si no hay un proyecto de nación cuyo objetivo sea la expansión del uso en el país de este combustible, probablemente haya un retroceso y los inversores no reciban la confianza suficiente para realizar sus inversiones en un país sin garantías jurídicas, ni regulatorias, o simplemente exigirán unas tasas de retorno por el nivel de riesgo, que simplemente harán inviable cualquier proyecto.

⁴³ Periódico Hoy del 12 de Octubre de 2012: <http://www.hoy.com.do>

CAPITULO 3

MODELO ELECTRICO DOMINICANO

3.1 Breve Reseña Histórica del Sector Eléctrico Dominicano

3.1.1 Antecedentes:

- Reseña Histórica,
- Proceso de Reforma
 - Marco Legal
 - Instituciones
- Modelo de Mercado
- Empresas

3.1.2 Reseña Histórica

El sistema eléctrico nacional se inició en 1928 con la creación de la Compañía Eléctrica de Santo Domingo (CESD), a quién mediante decreto presidencial se le autorizó la generación, construcción, rehabilitación y extensión de las redes de transmisión y distribución de energía. Monopolio Privado.

En 1955, el gobierno dominicano modificó el sector eléctrico adquiriendo la Compañía Eléctrica de Santo Domingo (CESD), creó la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), asignándole la responsabilidad de mantener, extender y generar toda la energía eléctrica del país. Monopolio Estatal.

A finales de la década de los 80, el Estado Dominicano, siguiendo las tendencias de atraer inversión extranjera directa al sector eléctrico permitió la entrada al mercado de productores independientes de electricidad a los

cuales la CDE les compraba la energía generada y al mismo tiempo le remuneraba su inversión con un costo por capacidad. De esta forma inicia la etapa de Comprador Único, (Monopsonio Parcial).

Durante la década de los 90, los IPP⁴⁴s se establecieron como la fuente de generación del sistema llegando a aportar hasta el **50%** de la demanda nacional. Sin embargo, todavía a finales de los años 90 el suministro eléctrico estaba caracterizado por un persistente déficit en la continuidad del servicio.

3.1.3 Proceso de Reforma

Para la modernización del Sector Eléctrico Dominicano, el estado partió de experiencias de otras naciones.

Nuestro actual mercado eléctrico surge como el resultado de la llamada reforma del sector eléctrico donde se desintegró la estatal CDE creando 3 empresas distribuidoras y 2 generadoras, todas con 50% de capital privado y administradas por este último sector.

3.1.4 Marco Legal

El marco regulatorio del Sector Eléctrico Dominicano está regido básicamente por:

- Ley General de Electricidad No. 125-01 y su Reglamento de Aplicación, con su modificación del 30 de agosto de 2007
- Ley de Incentivos para el Desarrollo de las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales No. 57-07

⁴⁴Independent Power Producer

En general, los aspectos más destacados del esquema actual son:

- Creación de Instituciones Regulatorias (CNE, SIE, OC, PROTECOM) sostenidas financieramente mediante contribuciones de los agentes (1% de las Ventas Totales)
- Desintegración Vertical (generación, transmisión y distribución-comercialización)
- Introducción de Competencia en Generación (“Sistema Marginalista”)
- Distribución separada en tres áreas de concesión (Norte, Sur y Este)
- Transmisión como actividad monopólica estatal
- Creación de un Mercado Spot y un Mercado de Contratos
- Esquema de Liberalización de Usuarios No Regulados (incluyendo Zonas Franca)
- Coexistencia de los Sistemas Aislados
- Planificación Indicativa realizada por el Regulador

3.1.5 Instituciones

Comisión Nacional de Energía

Institución encargada de trazar las políticas de estado en el sector energía. Entre sus principales objetivos, se encuentran: analizar el desempeño del sector energía, preparar, coordinar y proponer al poder Ejecutivo modificaciones necesarias a leyes, decretos y normas en efecto en estas materias; también proponer y adoptar políticas y emitir provisiones para el desempeño apropiado del sector.

Dentro de sus atribuciones, podemos citar:

- Energía Convencional, procedente de los combustibles derivados del petróleo, gas natural y carbón.
- Energías Renovables, provenientes de fuente solar, eólica e hidráulica.
- Biocombustibles, tales como el bioetanol, el biodiesel, biogás y sus potenciales en nuestro país.
- Elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria.
- Trazar la política del Estado en el sector energía.
- Elaborar planes indicativos del sector energía;
- Promover las inversiones en concordancia con el Plan Energético Nacional.
- Velar por la correcta aplicación de la Ley 57-07 y su Reglamento.
- Regular las actividades que involucren la utilización de sustancias radioactivas y artefactos generadores de radiaciones ionizantes.
- Promover y difundir los usos y aplicaciones de la tecnología nuclear en el país.

Superintendencia de Electricidad

Instituciones encomendada de fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad.

Dentro de sus principales objetivos, se encuentran el de preparar, analizar y asegurar conformidad con las estructuras de precios de la electricidad, fijar tarifas y peajes de la electricidad, conforme a resoluciones, y actuar sobre peticiones de modificar esas tarifas y peajes. Supervisar la conformidad con las provisiones legales y reguladoras y los estándares técnicos para generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad;

funciones que incluyen verificar la conformidad con la “calidad y continuidad” del suministro de y preservación del medioambiente y velar por el comportamiento competitivo del mercado.

Organismo Coordinador

Institución creada para realizar la coordinación de las actividades de las empresas de generación y transmisión en el marco regulatorio del Subsector Eléctrico.

Sus funciones:

- Planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras, de los sistemas de transmisión, distribución y comercialización,
- Analizar el desempeño del sector energía, preparar, coordinar y proponer al poder Ejecutivo modificaciones necesarias a leyes y normas en efecto en estas materias,
- Calcular y valorizar las transacciones económicas de energía, potencia, servicios auxiliares, peaje de transmisión y cualquier otra transacción que sea implementada en el SENI⁴⁵

3.1.6 Modelo de Mercado

El proceso de reforma permitió la participación de más agentes privados así como la implantación de un Mercado Spot donde el precio de la energía está regido por la Teoría Económica Marginalista y un Mercado de Contratos de mediano y largo plazo, que le permite a las empresas realizar negociaciones, al margen del spot.

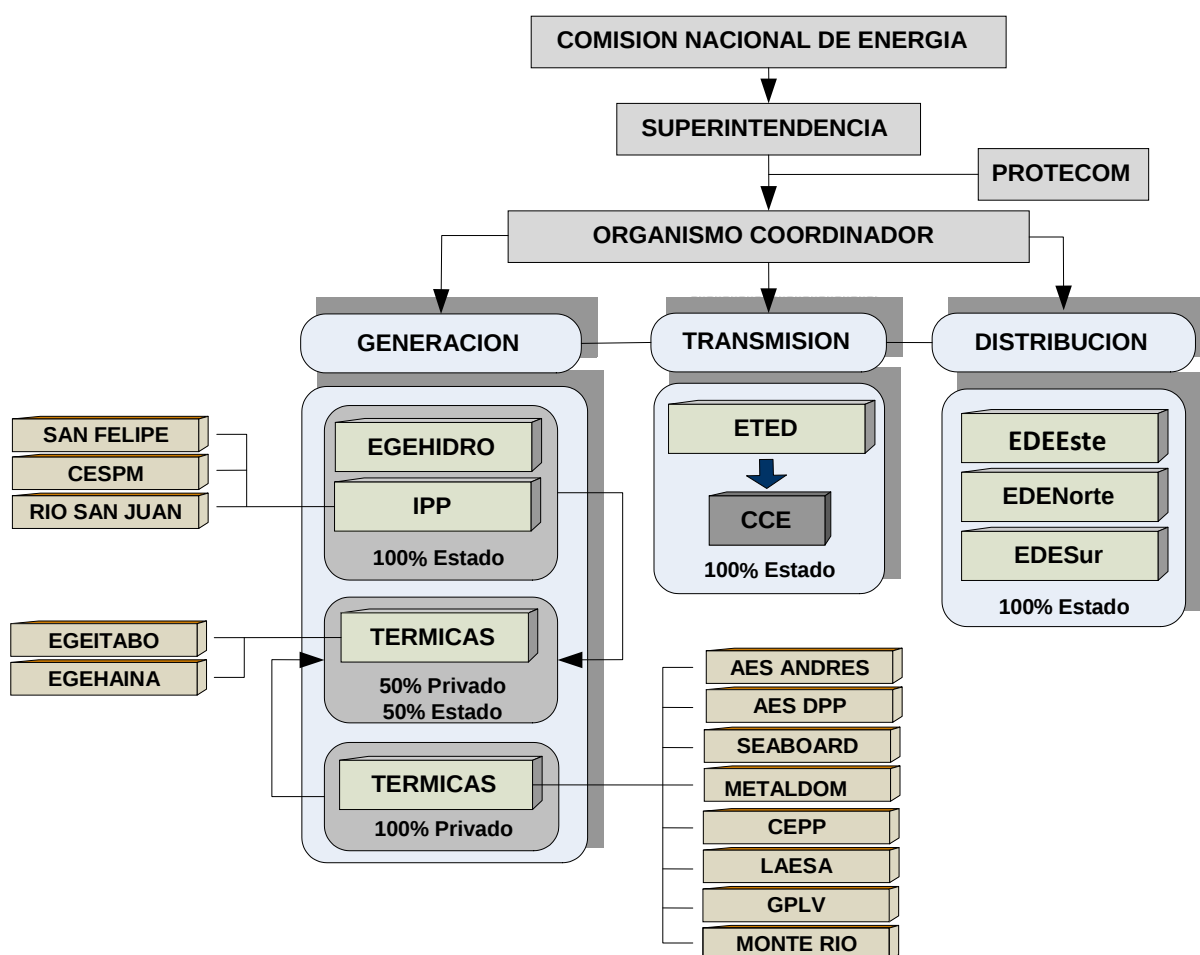
⁴⁵ Sistema Eléctrico Nacional Interconectado

El despacho se realiza a mínimo costo, en donde los generadores declaran sus costos variables de producción y la potencia hora a hora, que tienen disponible para entregar; esta información es verificada por el Organismo Coordinador antes de programar el despacho.

Las empresas distribuidoras pueden contratar hasta el 80% de su demanda, mediante contratos de largo plazo a través de licitaciones.

3.1.7 Instituciones y Empresas del SENI

Figura 3.1: Instituciones y Empresas del SENI



3.2 Teoría Marginalista

Para el caso de la electricidad, la aplicación de la teoría Marginalista define el costo marginal o incremental, como aquel costo en que incurre un sistema eléctrico, por suplir una unidad adicional de potencia.

La normativa eléctrica dominicana, dispone los lineamientos para aplicar esta teoría, y producto de restricciones en el SENI, como son, elevadas potencias mínimas técnicas, congestiones de red, tiempos mínimos de operación de algunas centrales térmicas obsoletas, etc., no se logra el resultado que bien manda la letra, como se describe en las siguientes definiciones contenidas en el Reglamento de Aplicación de la Ley 125-01 y sus modificaciones:

- **Costo Marginal de Corto Plazo:** *Es el costo variable necesario para producir una unidad adicional de energía considerando la demanda y el parque de generación disponible,*
- **Costo Variable de Producción:** *Corresponde al costo del combustible puesto en planta y utilizado en la producción de energía eléctrica, multiplicado por el consumo específico medio de la máquina más el costo variable no combustible,*
- **Central Marginal:** *Unidad generadora que en un despacho óptimo de carga, incrementa su generación cuando se incrementa marginalmente la demanda,*
- **Costo de Desabastecimiento:** *Es el costo en que incurren los usuarios, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas.*

Un despacho a mínimo costo, implica suplir la demanda de energía con las unidades más baratas, lo que en la práctica, no tan solo en este sistema eléctrico, sino también en otros países muchos más desarrollados, no es posible cumplir producto de inflexibilidades y restricciones del conjunto de elementos interactuantes.

3.3 Mercado de Generación

El mercado de generación, compuesto por centrales térmicas y renovables, permite a los generadores, tranzar en el mercado Spot y en el de contratos. Un generador se puede contratar por completo, parcial o vender toda su producción en el Spot.

La empresa de generación debe contar con una concesión, que otorga la Superintendencia de Electricidad, institución reguladora y una vez con los permisos necesarios, realizar la instalación y cumplir con las exigencias del OC⁴⁶, para ser despachado y quedar habilitado para realizar transacciones económicas en el mercado.

Semanalmente, los generadores deben enviar al OC la disponibilidad de potencia para todas las horas de la semana próxima y los costos variables de producción. Con esta información el OC realiza el despacho a mínimo costo.

Es preciso destacar, que el costo variable de un generador, se compone de los costos combustibles y los no combustibles. Los costos no combustibles, son fijados por la normativa, de acuerdo al tipo de tecnología, como un porcentaje fijo del costo variable combustible, lo que no permite transparentar los reales costos en que incurren los generadores por este concepto.

⁴⁶Organismo Coordinador

3.4 Despacho Económico y “UnitCommitment”

Con la información enviada al OC por todos los Agentes⁴⁷, se realiza un despacho a mínimo costo, y por existir tantas restricciones en el SENI, aún no se adopta el uso de un modelo de optimización capaz de realizar un despacho económico, contemplando todas estas variables al mismo tiempo.

Con las redes disponibles, generación y demanda por cada nodo, se corre el modelo de despacho “Start Net”, desarrollado en la universidad de Comillas; de este modelo, el OC toma los factores de pérdidas nodales, útiles para realizar las transacciones económicas por cada nodo.

Las restricciones en las redes de transmisión son determinadas a través corridas de flujo óptimo de potencia. Para esto se utiliza el programa DigSilent.

La programación de las centrales que deberán operar en el próximo periodo⁴⁸, es definido por el UnitCommitment, el cual está sujeto a lo siguiente:

Variables de decisión:

1. Nivel de generación (en MW),
2. Número de unidades de generación disponibles

Además, las centrales de generación están sujetas a una serie de limitaciones técnicas complejas, incluyendo:

1. Nivel mínimo de operación estable (Mínimo Técnico)
2. La velocidad máxima de la rampa hacia arriba o hacia abajo
(Gradientes de toma de carga y de bajada)
3. Período de tiempo mínimo que la unidad está disponible o no.

⁴⁷ Generadores, Transmisión, Distribuidoras, UNR

⁴⁸ Programación Semanal

Al final del proceso de programación de centrales, el OC emite un informe con el compromiso diario de cada central, el orden de mérito en que serán despachadas, los costos variables de producción asociados a cada generador y los precios por cada barra del sistema, entre otras informaciones.

Finalizado el mes, el OC recoge todos los insumos producidos por la operación del sistema y arma los cálculos e informes que soportan las transacciones económicas entre Agentes del MEM⁴⁹.

⁴⁹ Mercado Eléctrico Mayorista

CAPITULO 4

GAS NATURAL Y ELECTRICIDAD

Introducción

La utilización de un determinado tipo combustible en la generación de energía eléctrica, depende de varios aspectos, entre los cuales podemos mencionar: su disponibilidad, las expectativas de precios, el impacto en el medioambiente, la tecnología elegida y en el caso de fuentes renovables, si son económicamente competitivas.

Mundialmente, y más aún después de la catástrofe de Japón en el 2011, los combustibles que se perfilan con mayor relevancia para la generación de electricidad son el gas natural y el carbón, lo que a su vez arrastra una disminución en el consumo de los derivados del petróleo. La tendencia obedece al alza en los precios que reflejas estos últimos, conjuntamente con la mayor disponibilidad de gas natural y carbón, respaldado por los avances tecnológicos de mayor eficiencia y menor impacto ambiental que se vienen desarrollando, como lo acontecido con la generación base a gas natural.

En el 2009, 40.6% de la generación eléctrica del mundo fue a base de carbón y 21.4% a base de gas natural. Se estima que esta situación no cambiará significativamente para el 2015, ya que la generación a carbón se espera en 41.8%, mientras que el gas contribuirá con un 25.13%⁵⁰.

Para el caso Dominicano, la perspectiva de generar electricidad a base de gas son cada vez más intensas. Esta tendencia, es indudablemente beneficiosa en términos de la introducción de eficiencia en la matriz de generación actual, lo cual arrastrará como resultado los siguientes aspectos, entre otros:

⁵⁰Key World Energy Statistics 2011 – International Energy Agency (IEA)

1. Incremento en la fiabilidad del servicio al sustituir tecnología ineficientes y obsoletas,
2. Reducción de los costos totales de producción de electricidad, lo que a su vez contribuirá a la eliminación del déficit financiero del sector,
3. Reducción del impacto ambiental, por la sustitución de combustibles y la posibilidad junto con esto de entrar al mercado de bonos verdes

Ahora bien, esta tendencia al uso del gas, en términos de la viabilidad en el aspecto económicos depende de tres aspectos fundamentales, al menos para República Dominicana:

1. La capacidad del sistema para garantizar un desarrollo de este mercado, que responda al abastecimiento de gas natural, a través del desarrollo oportuno de los proyectos necesarios,
2. El desarrollo del propio mercado internacional de gas natural, de tal forma que la producción continúe en ascenso y la especulación no cree distorsiones tan fuertes como en el caso del crudo,
3. El comportamiento de los precios del gas natural y la capacidad de la industria eléctrica para incorporar estos costos de forma de lograr operar con eficiencia.

Hay que estar conscientes, de que garantizar un abastecimiento, no es suficiente si no se consideran los precios a los que será adquirido este combustible, sobre todo por la inestabilidad que exhibe el gas natural en cuanto a la variable precio.

Con base a los aspectos señalados, se mostrarán los retos a los que tendrá que enfrentarse la industria eléctrica dominicana, de continuar con los planes de expansión que se están planteando en estos momentos, basados en generación con tecnología a base de gas natural y carbón.

4.1 Impacto del Gas Natural en la Industria Eléctrica

La generación de electricidad en el República Dominicana, está compuesta por tecnología a base de gas natural, carbón, diesel e hidro y en menor cuantía de fuertes renovables alternas, como el viento, biomasa, solar, entre otras. En la tabla 6.1 se muestra la composición de la generación por tipo de combustible del SENI⁵¹.

Tabla 4.1: Composición de la Generación del SENI por Tipo de Combustible

Tipo de Combustible	(MWh)	(%)
Fuel Oil No 6	4,540,505	37%
Gas Natural	3,681,491	30%
Carbón	1,718,029	14%
Hidraulica	1,227,164	10%
Fuel Oil No 2 y No 6	859,015	7%
Fuel Oil No 2 y No 6	245,433	2%
Fuente: Informe de Operaciones Julio 2012		12,271,636 100% ⁵²

Informe de Operaciones del OC

Como ya se ha mencionado, la estructura actual del gas natural en el país está soportada por la empresa AES Dominicana, subsidiaria de AES Corporations; esta empresa es propietaria de la única terminal de GNL, de un ciclo combinado a gas de 319 MW, dos turbinas de ciclo abierto a gas de 118 MW cada una, y el 50% de dos plantas a carbón de 128 MW y 132 MW respectivamente.

En las gráficas 6.1 y 6.2, se muestra cómo ha evolucionado el parque de generación, desde la implantación del mercado eléctrico hasta la fecha.

⁵¹Sistema Eléctrico Nacional Interconectado

⁵²Informe de Operaciones del OC, Julio 2012

Figura 4.1: Generación Anual por Tipo de Combustible 2000

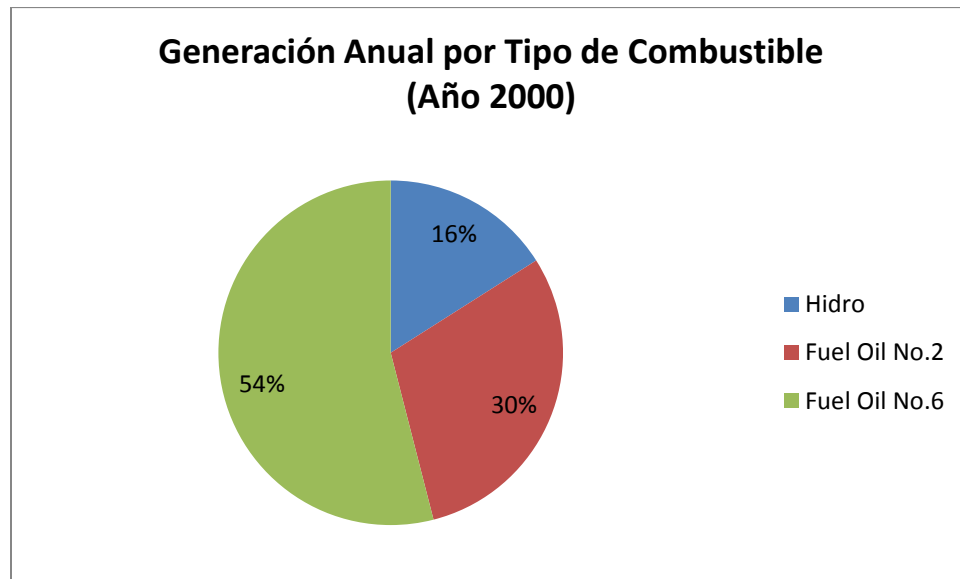
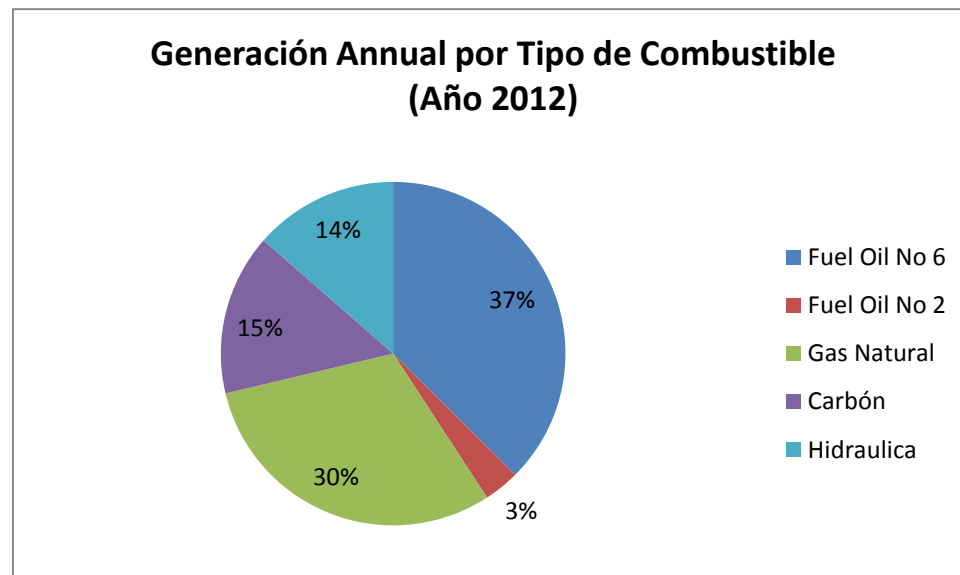


Figura 4.2: Generación Anual por Tipo de Combustible 2012



En los gráficos anteriores, podemos notar, como el gas y el carbón le quitan espacio al Fuel Oil No.6 y al No.2. El decrecimiento del agua se debe más

bien al cambio en la hidrología y a la prioridad que tiene la generación en los programas de uso del agua disponible. La prioridad en el uso del agua la tiene el agua potable, luego el riego para la agricultura y en tercer lugar la generación de electricidad.

En las siguientes gráficas, vemos cual ha sido la participación del gas natural en la capacidad instalada y la generación, en los últimos cinco años.

Figura 4.3: Participación GN en la Potencia Instalada

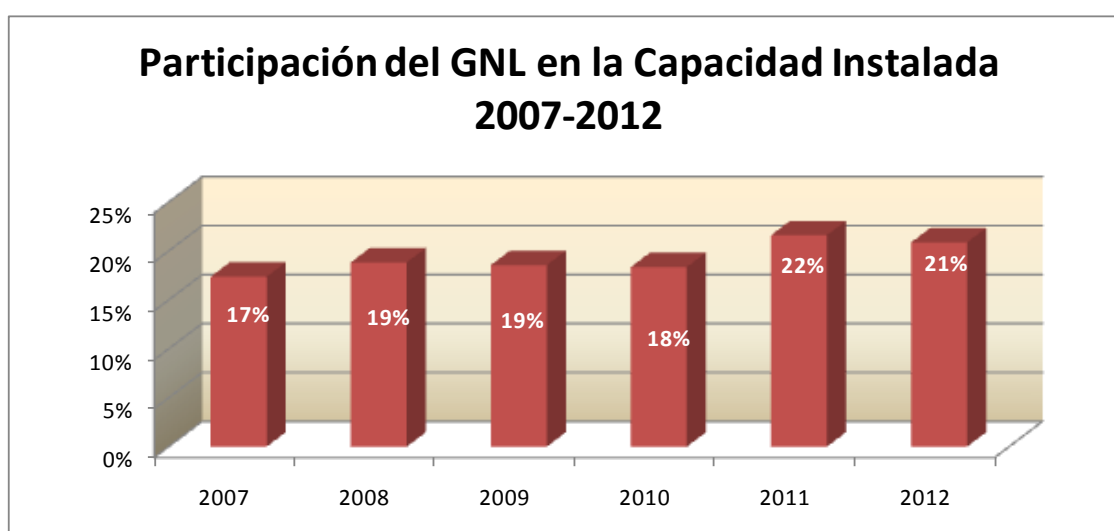


Figura 4.4: Participación GN en la Generación de Energía

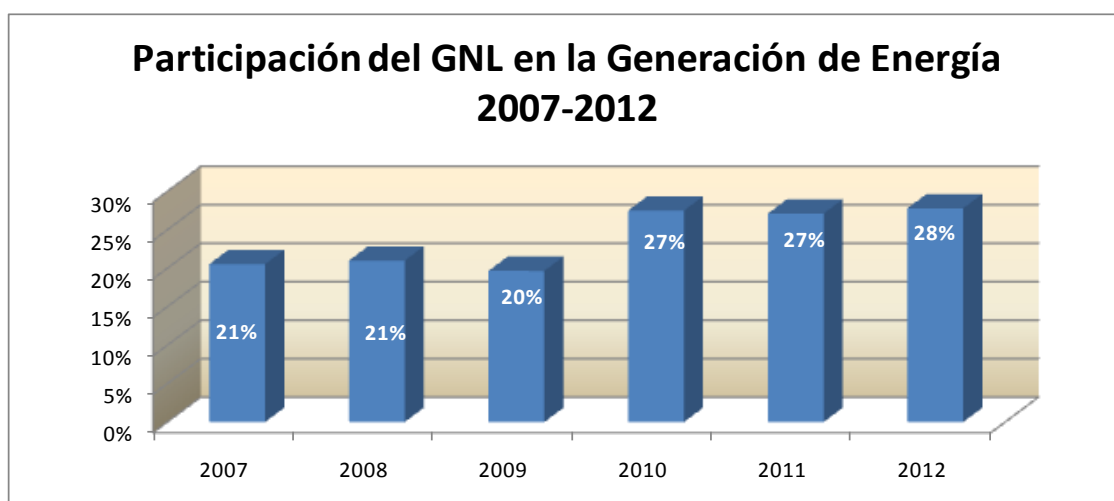
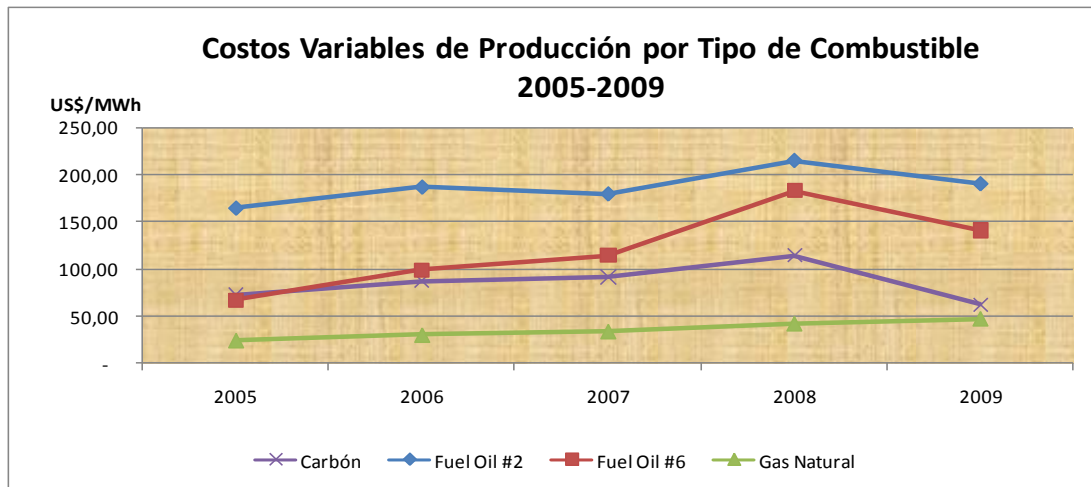


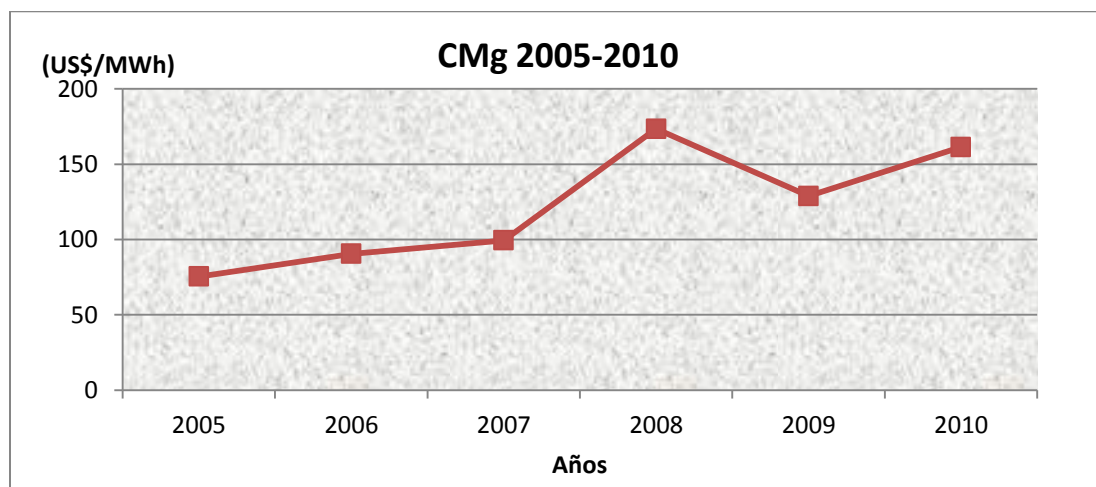
Figura 4.5: Costos Variables de Producción por Tipo de Combustible 2005-2009



La gráfica anterior, muestra la variabilidad de los precios de combustibles, reflejada en los costos variables de producción. Nótese como el gas natural, aunque varía igual que los demás, lo hace de una forma más moderada.

4.2 Efecto en los Costes Marginal del Sistema

Figura 4.6: Costos Marginales 2005-2010



Como se puede apreciar en las figuras 6.5 y 6.6, en el año 2008 hubo un incremento significativo tanto de los costos variables de producción, como de

los costos marginales de energía, básicamente, producto de la crisis mundial, que disparó los precios de los combustibles. Esta crisis, en parte provocó que el efecto del gas natural no se destacara, conjuntamente con otras problemáticas que afectaron notablemente el mercado eléctrico dominicano.

En los anexos, se muestra una tabla con el detalle anual y mensual de estas variables del SENI.

4.3 Conflictos Derivados del Uso del Gas Natural

Los conflictos suscitados hasta la fecha por el uso del gas natural en el país, tiene su origen en el precio y el abastecimiento del combustible.

En lo que va de año el gas natural ha aumentado en un 31.8%, al pasar de 0.58 a 0.76 CUS\$/mt³, unidades utilizadas para el expendio al sector transporte. Este incremento se debe fundamentalmente a que la demanda internacional de este combustible ha crecido de manera acelerada, a raíz del maremoto en Japón del 2011⁵³. A diferencia de los demás combustibles cuyo precio depende del costo del barril de petróleo, para el mercado de la República Dominicana, el precio del gas natural depende de la cotización en el New York Mercantile Exchange (Nymex), que es un precio a futuro de referencia, atado a volúmenes, es decir que no es ilimitado; y el precios Spot, mucho más alto, pactado para transacciones inmediatas.

En el 2000 el país, a través del importador AES Dominicana, suscribió un acuerdo por 20 años para lograr un precio que ha oscilado entre 1.9 y 4.2 US\$/MMBtu y cuando se agota la cuota establecida (Aproximadamente 3 TBtu por embarque, de un total de once al año) hay que recurrir al mercado spot, con un precio mayor que el contratado (aproximadamente 4 veces el

⁵³ <http://www.hoy.com.do/economia/2012/8/1/439686/Justifican-aumento-de-gas-natural-por-demanda-externa>

precio del contrato), con el que se está adquiriendo el gas natural para la industria y en gran parte del que se utiliza para los vehículos.

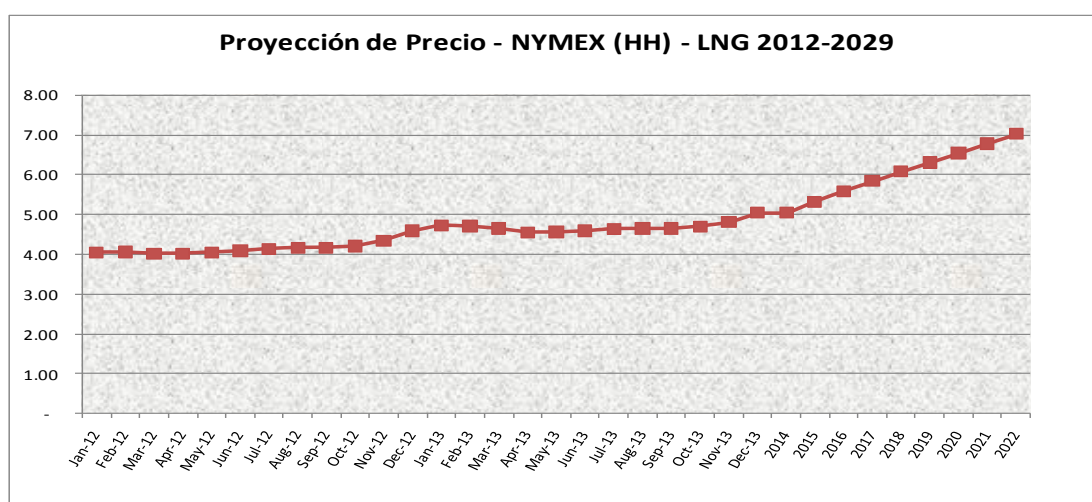
El precio del gas natural ha sufrido una presión de la demanda en los últimos años y se espera que disminuya en la medida en que aumente el número de exportadores. Recientemente países como Canadá e Israel han iniciado la exportación de gas natural con contratos a largo plazo.

Las reservas de gas natural en el mundo son mayores que las de petróleo y los mecanismos de explotación han mejorado, por lo que las expectativas de aumentar la oferta son muy positivas.

El crecimiento de la demanda de GNL para uso vehicular ha sido sorprendente, pues tomó tres años para que se convirtieran 4,000 vehículos y en lo que va del año 2012, se ha alcanzado el número de 8,000 unidades de transporte, que queman este combustible.

Se estima que el consumo de gas natural en el país en los sectores industria y transporte, representa una horro anual de aproximadamente US\$1,000 millones, desde que ese combustible se empezó a utilizar, a finales de 2009.

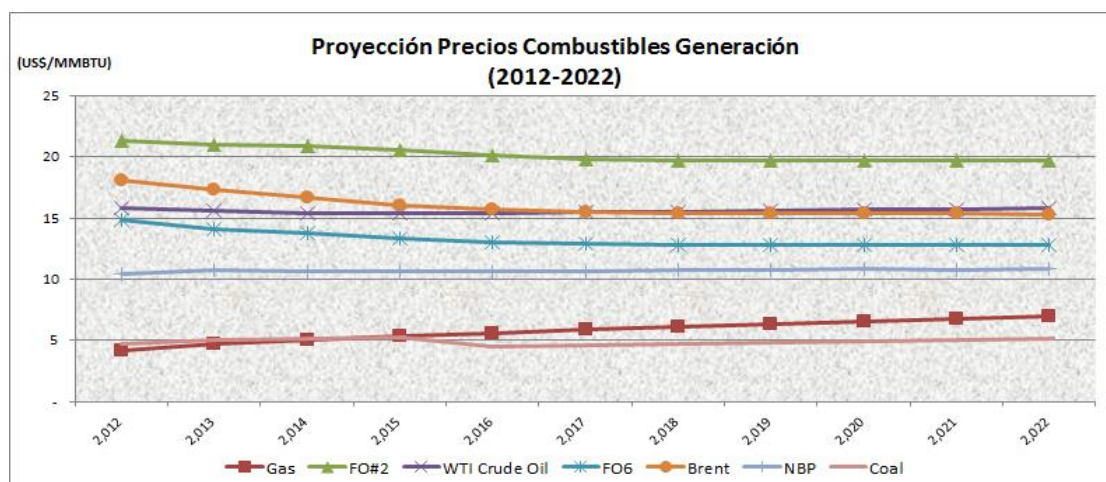
Figura 4.7: Proyección de Precios NYMEX HH - LNG 2012-2022



Referencia: IHS CERA Global Oil Prices and Margins, <http://www.ihs.com/events/ihs/global-oil-eu-nov-2012.aspx>

En la figura 4.7, podemos observar, como la referencia de precio del gas natural actual para el mercado dominicano, se proyecta para los años venideros, de conservarse los niveles de oferta y demanda que se ven hoy en día. En la figura 4.8 se puede visualizar el panorama proyectado para los principales combustibles y referencias utilizados para la generación de electricidad.

Figura 4.8: Proyección de Precios Combustibles Generación 2012-2022



Referencia: IHS CERA Global Oil Prices and Margins, <http://www.ihs.com/events/ihs/global-oil-eu-nov-2012.aspx>

En el anexo correspondiente a este capítulo, se incluyen tablas con más detalles sobre este tenor.

Industriales y dueños de vehículos que hicieron grandes inversiones para adquirir gas natural, considerado el gas del futuro, se preguntan hoy en día si su decisión fue inteligente, y están preocupados por los constantes y significativos incrementos en los precios de este combustible. En los últimos cinco años, desde Julio de 2005 hasta la fecha, el precio del gas natural ha incrementado en un 40.6%.

Los sindicatos de transportistas⁵⁴ y algunos los industriales⁵⁵ hacen referencia a un alegado acuerdo para que el precio del gas permaneciera constante al menos por diez años (El autor no ha tenido acceso a documentación alguna que fije el precio del gas por diez años), por lo que al incrementar los precios del gas natural que se comercializa internamente, estas entidades acusan a AES Dominicana de supuesto monopolio y al Ministerio de Industria y Comercio de violar a la ley 112 de hidrocarburos .

Transportistas e industriales, comentan que luego de realizar inversiones del orden de los 100 MM US\$⁵⁶ en conversión de sus equipos a gas natural, han tenido que volver a utilizar fuel oil, ya que las constantes alzas en el precio del gas, hace que este combustible sea más competitivo.

Estos sindicatos, buscan la intervención del gobierno y abogan por que se diversifique el número de importadores del producto, con tal de conseguir precios mucho más justos, debido según esos grupos a que no existe ninguna garantía con el suplidor actual⁵⁷.

Aparentemente, La Asociación Nacional de Distribuidores de Gas Natural, no ha entendido el asunto y constantemente solicita al Gobierno que le sea asignado al sector vehicular el 2% del gas natural que se importa al país a precio Nymex, como forma de abaratar el precio y beneficiar al consumidor.

4.4 Planificación de Largo Plazo

En consonancia con lo expuesto en la normativa eléctrica dominicana y por los procedimientos que utiliza el Organismo Coordinado, Operador del Mercado, la planificación de largo plazo se determinará con estudios energéticos y eléctricos, que garanticen una operación confiable y de mínimo

⁵⁴ <http://www.elnacional.com.do/economia/2012/8/6>

⁵⁵ <http://www.hoy.com.do/economia/2012/8/6>

⁵⁶ <http://www.elnacional.com.do/economia/2012/8/6>

⁵⁷ Periódico La Información, 06 de Agosto 2012: <http://lainformacion.com.do>

costo económico, que lleve a minimizar los costos de operación para el conjunto de las instalaciones de generación y transmisión, con independencia de la propiedad de sus instalaciones y de los contratos de suministro

Para la lograr estos objetivos, se han considerado las siguientes premisas:

1. Operación confiable. Exige para su cumplimiento, una programación que tome en cuenta el conjunto de variables de decisión que garanticen la continuidad del suministro ante la probabilidad de eventos adversos al sistema (aspecto de seguridad, suficiencia y confiabilidad),
2. Mínimo costo. Exige para su cumplimiento, una programación que minimice los costos globales de abastecimiento y racionamiento de energía. Necesitando a su vez tomar en cuenta el conjunto global de variables cuantitativas involucradas que determinan los costos de operación,
3. Del conjunto de instalaciones. Exige para su cumplimiento, una programación que tome en cuenta la interacción de los diferentes componentes del sistema: generación, transmisión y demanda.

Para la elaboración de estos programas se han utilizados como insumos informaciones reales del sector eléctrico dominicano y la base de datos de la programación de largo y mediano plazo del Organismo Coordinador.

Se simula la operación del SENI para los próximos 10 años utilizando el programa MOPERD (versión MOPCSV2) para el análisis energético y el programa de simulación DigSilent (versión 14.523) para el análisis eléctrico de potencia, para cada escenario planteado.

Para realizar la planificación de Largo Plazo del SENI, se utilizaron los siguientes insumos:

Demanda:

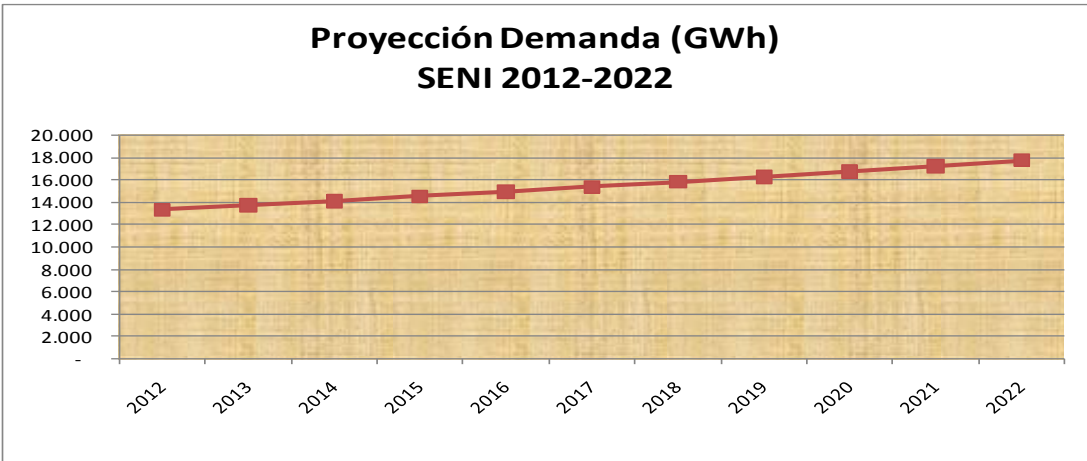
Se tomó la proyección de demanda realizada por el OC, la cual incluye los próximos cuatro años (2012-2015) y a partir de esta información se asumió un crecimiento de 2.9% hasta el 2022.

Tabla 4.2: Proyección Demanda Electricidad SENI 2012-2022

Años	Demanda (GWh)
2012	13,366
2013	13,752
2014	14,135
2015	14,524
2016	14,945
2017	15,379
2018	15,825
2019	16,283
2020	16,756
2021	17,242
2022	17,742

En el anexo correspondiente a este capítulo, se presenta la tabla con la evolución de la demanda de energía del SENI por cada bloque horario.

Figura 4.9: Proyección Demanda Electricidad



Para el periodo de análisis, esta energía anual es distribuida para los 12 meses de cada año y en bloques horarios a través de los factores de distribución mensual y los factores de demanda por bloque.

Generación:

Para cada generador existente, se recogieron las siguientes variables: Tasa de indisponibilidad, consumo específico y costos variables, según la tabla que se presenta en el anexo. Para la generación nueva, se utilizaron datos referenciales

Programas de mantenimientos de las centrales:

Útil para poder estimar la disponibilidad que tendrán cada una de las centrales y el abastecimiento del sistema. Para las maquinas ya existentes, se utiliza la información real declarada por los respectivos generadores al OC; para aquellas centrales que representan la propuesta de instalación, se toman valores estándares de días de mantenimiento para cada tipo de tecnología en cuestión.

Red de transmisión:

Para este trabajo de tesis se ha considerado la topología de la red de transmisión actualizada hasta agosto de 2012. No obstante, durante el periodo de estudio se contemplan un conjunto de nuevas instalaciones tomadas del documento “*Resumen de obras propuestas Plan Expansión ETED⁵⁸ 2011-2014*”, elaborado por ETED, según la necesidad detectada en el análisis eléctrico.

Sobre la base de la insuficiencia de capacidad instalada del SENI, que actualmente acumula un déficit de generación cercano al 20% (unos 400

⁵⁸Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana

MW), y sumado esto cerca de 500 MW de capacidad instalada compuesta por centrales ineficientes que queman FO2 y FO6, con altas tasas de indisponibilidad, se propone en este trabajo de tesis el siguiente plan de expansión del SENI, sobre el cual estimaremos el consumo de gas natural para la generación de electricidad:

Tabla 4.3: *Expansión de la Generación*

Expansion Generación 2013-2022

Nueva Generación	Tipo de Generación	Capacidad Instalada (MW)	Expansión 2012 - 2022
Pimentel3	Motor - FO6	48	May 2011
Los Cocos I	Viento	30	Oct 2011
Los Cocos II	Viento	52	Jan-13
Seaboard	Motor - Natural Gas / FO6	120	May 2011
San Lorenzo	CT - Natural Gas	33	Oct 2011
Palomino2	Hidroeléctrica	40	Aug-12
Palomino1	Hidroeléctrica	40	Oct-12
CESPM III	CC - Natural Gas	90	2014
CESPM II	CC - Natural Gas	90	2014
CESPM I	CC - Natural Gas	90	2014
Las Placetas2	Hidroeléctrica	49	Jun-15
Las Placetas1	Hidroeléctrica	49	Jun-15
Quisquilla 2	Gas Natural/FO No.6	215	Jan-15
Expansion1	CC - Natural Gas	200	2016
Expansion2	ST - Coal	260	2017
Expansion3	CC - Natural Gas	200	2018
Expansion4	CC - Natural Gas	200	2020
Expansion5	CC - Natural Gas	200	2021
Expansion6	CC - Natural Gas	100	2015

Resultados del Análisis Energético:

Las sensibilidades y todo el proceso de cálculo del análisis energético, han sido realizado, considerando todo lo expuesto anteriormente.

4.5 Modelo de Largo Plazo de Gas y Electricidad

Como se mencionó en el segmento anterior, una vez determinadas las restricciones de red, en el estudio eléctrico realizado con DigSilent, seleccionamos todas las posibilidades de generación que a nuestro juicio se pueden construir en el país desde la fecha hasta el 2021.

Para realizar estas simulaciones, se ha construido un modelo Excel, el cual recoge las salidas arrojadas por el MOPERD, y calcula los diferentes escenarios de expansión y cómo cambian las diferentes variables del SENI, como por ejemplo el costo total y costo marginal que se verán en el largo plazo con una u otra alternativa.

También se construyó otro modelo Excel, para calcular la instalación óptima, esto más bien, dónde estaría ubicada la nueva generación, cuál sería la tecnología apropiada según el lugar, etc., de tal forma que resulte más conveniente la instalación.

4.6 Análisis Cuantitativo del Impacto del Gas Natural en el Sistema Eléctrico (Sensibilidades)

Según el plan de expansión propuesto y la proyección de la demanda para el periodo 2012 – 2022, a continuación los resultados de las sensibilidades de la entrada de nuevas centrales a gas y carbón en el SENI.

Proyecciones de Costos Marginales y Generación 2012-2022:

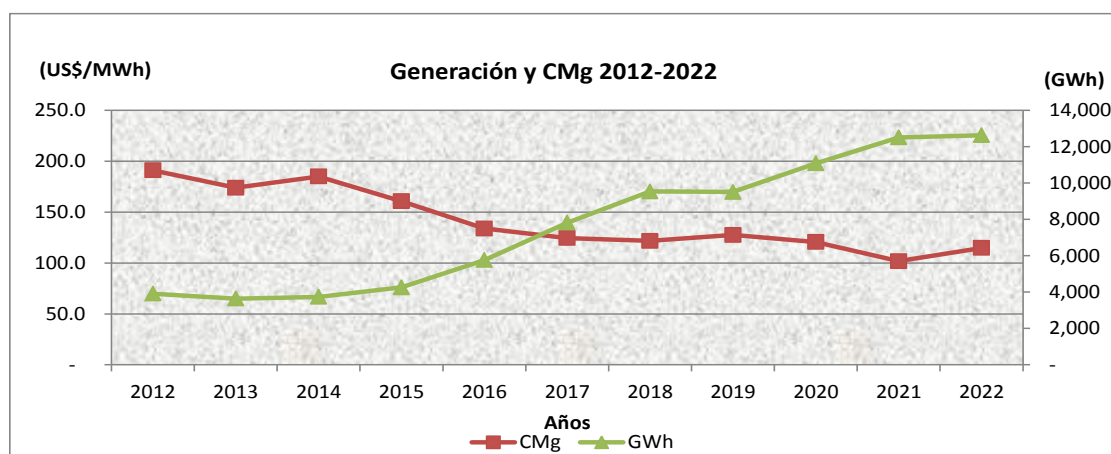
Tabla 4.4: Costo Marginal Promedio 2012-2022

Tabla 4.5: Generación a GNL

Costo Marginal Promedio (US\$/MWh)		Generación a base de GNL (GWh)	
2012	191.1	2012	3,915
2013	173.9	2013	3,642
2014	185.0	2014	3,738
2015	160.7	2015	4,258
2016	133.9	2016	5,764
2017	124.6	2017	7,819
2018	121.7	2018	9,539
2019	127.5	2019	9,510
2020	120.7	2020	11,082
2021	101.8	2021	12,512
2022	114.8	2022	12,635

En el gráfico siguiente, puede tonarse el efecto causado por la entrada de nueva generación a base de gas natural en el SENI:

Figura 4.10: Generación y CMg 2012-2022



Nótese, que en la misma medida en que va entrando nueva generación a base de gas natural, el CMg se va reduciendo.

En el siguiente capítulo, se muestra la evolución de la demanda de gas natural y los criterios a seguir para una mayor eficiencia del uso, y de la terminal de AES Dominicana, con el objetivo de maximizar el uso de este combustible

En los anexos correspondientes a este capítulo, se muestra en detalle todos los datos utilizados en el análisis cuantitativo.

CAPITULO 5

DESARROLLO Y REGUALCION DEL MERCADO DEL GAS NATURAL EN REPUBLICA DOMINICANA

5.1 Potencialidades del Gas Natural en RD

Para evaluar las potencialidades del GN en la República Dominicana, se ha realizado un análisis de las tres aéreas de consumo principales:

1. Sector Eléctrico,
2. Sector industrial y Hotelero,
3. Sector Transporte

Para el sector eléctrico, se evalúa la situación actual, tanto de la generación como de la capacidad de la terminal y el nivel de utilización dado. También se evalúan las posibles conversiones de centrales existentes, a quemar GN; y por supuesto, la expansión de la generación del SENI, de la cual ya hemos comentado y que se está apostando a que cerca del 70% de la generación nueva, sea a gas natural.

Para un nivel adecuado de desarrollo del gas natural, considerando la matriz de generación existente, que en su gran mayoría (46%) quema FO2 y FO6, es necesario instaurar las siguientes premisas:

- Una política ambiental que restrinja el nivel de emisiones de materiales contaminantes por parte de las centrales termoeléctricas, para lo cual es necesario involucrar a todo el estamento de la sociedad dominicana, y de esta forma poder generar conciencia de los beneficios (o reducción de costos) de remplazar petróleo y sus derivados por gas natural.

- Considerar la conversión de las unidades a gas natural asociado a un mecanismo de ventas de bonos de dióxido de carbono (CO₂) de acuerdo al protocolo de Kioto a través de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL). Este mecanismo, permite que las industrias de países desarrollados financien reducción de países en vía de desarrollo – donde no son obligatorias- y obtengan crédito por ellas (Crédito de Carbono), lográndose una mayor competitividad del gas natural respecto a otros combustibles.
- Un ordenamiento legal que evite la aplicación de subsidios a un tipo de combustible en particular.

Respecto al sector industrial y hotelero, se puede señalar lo siguiente:

- El mercado de grandes clientes, se reduce a los combustibles FO₂ y GLP, debido a que presentan diferencias de precios importantes respecto del GN, lo cual ha sido atractivo para este tipo de clientes.
- En el caso del FO₆, este pueda que en el corto y mediano plazo, luego de realizarse las inversiones sugeridas en este trabajo de tesis, quede fuera del rango de acción de la demanda de GN, esto así porque los precios de corto y mediano plazo de GN podrán ser muy cercanos a los precios del FO₆. En el largo plazo, como habrá contratos a precios ventajosos, entonces si podrá ser factible la conversión.

Solo podría justificarse, en el mediano plazo, la conversión, si estuviesen los siguientes incentivos o amenazas:

- Regulaciones Medioambientales del Estado,
- Beneficios Económicos por reducción de emisiones lesivas (CO₂),
- Cumplimiento de los estándares de contaminación de los mercados exteriores.

5.2 Expansión de Uso del Gas Natural

Usos de Gas Natural⁵⁹

El gas natural tiene diversas aplicaciones en la industria, el comercio, la generación eléctrica, el sector residencial y el transporte de pasajeros. Ofrece grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles de alta confiabilidad y eficiencia.

En el siguiente cuadro se presentan algunas de las aplicaciones más comunes de gas natural:

Tabla 5.1: Aplicaciones del Gas Natural

Aplicaciones del Gas Natural

Sector	Aplicaciones/Procesos
Industrial	Generación de vapor Industria de alimentos Secado Cocción de productos cerámicos Fundición de metales Tratamientos térmicos Temple y recocido de metales Generación eléctrica Producción de petroquímicos Sistema de calefacción Hornos de fusión
Comercio y Servicios	Calefacción central Aire acondicionado Cocción/preparación de alimentos Agua caliente
Energía	Cogeneración eléctrica Centrales térmicas
Residencial	Cocina Calefacción Agua caliente Aire acondicionado
Transporte de pasajeros	Taxis Buses

⁵⁹Fuente: <http://www.innergy.cl/usos.htm>

Adicionalmente, el gas natural es utilizado como materia prima en diversos procesos químicos e industriales. De manera relativamente fácil y económica puede ser convertido a hidrógeno, etileno, o metanol; los materiales básicos para diversos tipos de plásticos y fertilizantes.

Debido a que el gas natural puede ser utilizado con grandes beneficios en un amplio número de aplicaciones, puede sustituir a los energéticos alternativos que se señalan a continuación:

Tabla 5.2: Combustibles Sustituibles por el Gas Natural

Combustibles Sustituibles por el Gas Natural

Sector	Energía y/o combustible que puede sustituir
Industrial	Carbón Electricidad DHM* Diesel Fuel Oil Gas licuado Gasolina Kerosene Leña
Generación eléctrica	Carbón Fuel Oil
Comercio	Carbón Electricidad Fuel Oil Gas de ciudad Gas licuado Kerosene
Residencial	Electricidad Gas de ciudad Gas licuado Kerosene Leña
Transporte de pasajeros	Gasolina Petróleo Diesel

* Desechos Húmedos de Madera

Uno de los usos del gas natural que ha tomado mayor importancia en el último tiempo en nuestro país, dada la disminución en el recurso hídrico, es la generación eléctrica.

En República Dominicana, el gas natural cuenta con amplio rango de desarrollo en todos los sectores. Los porcentajes de utilización para cada uno de los sectores señalados en la tabla 7.1, son los siguientes:

Tabla 5.3: *Utilización del Gas Natural en RD*

Utilización de Gas Natural en RD

Sector	Utilización en (%)*
Industrial	2%
Generación Eléctrica	30%
Comercio y Servicios	0.3%
Residencial	0%
Transporte de Pasajeros	1.12%
Transporte de Carga	0%

* Respecto a 100% de cada sector

5.3 Proyección de la Demanda de GN

Para realizar una proyección correcta de la demanda, consideramos la demanda actual y la expansión proyectada en los sectores electricidad, industria y transporte.

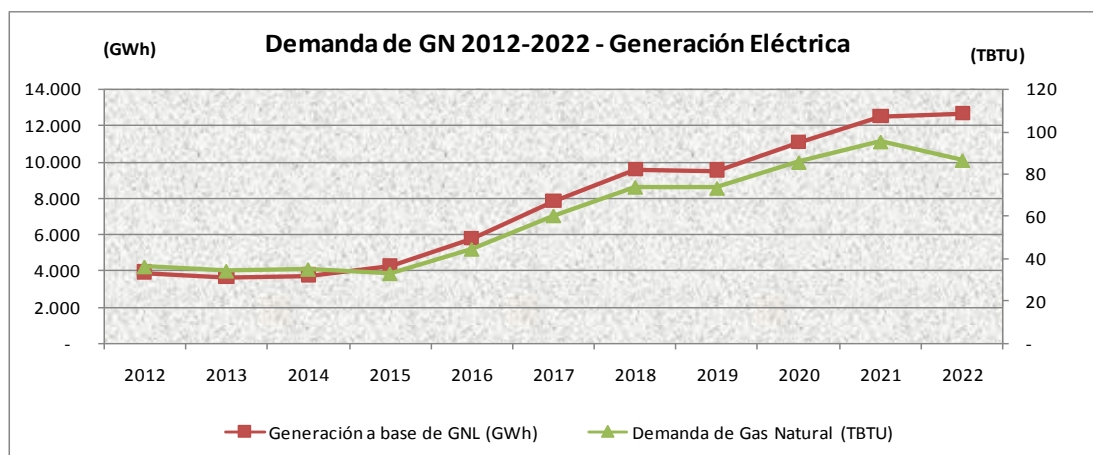
Para el caso del sistema eléctrico, se partió de la información generada en el capítulo anterior, de donde podemos apreciar el incremento en el uso del gas, en la medida en que van entrando en operación los proyectos de generación a base de este combustible.

La tabla 5.4 y la figura 5.1, muestran el referido crecimiento.

Tabla 5.4: Proyección de la Demanda de Gas Natural en RD

Años	Generación a base de GNL (GWh)	Demanda de Gas Natural (TBTU)
2012	3,915	36
2013	3,642	34
2014	3,738	35
2015	4,258	33
2016	5,764	44
2017	7,819	60
2018	9,539	74
2019	9,510	73
2020	11,082	86
2021	12,512	95
2022	12,635	87

Figura 5.1: Proyección de la Demanda de Gas Natural en RD



5.3.1 Demanda de GN en la Industria,

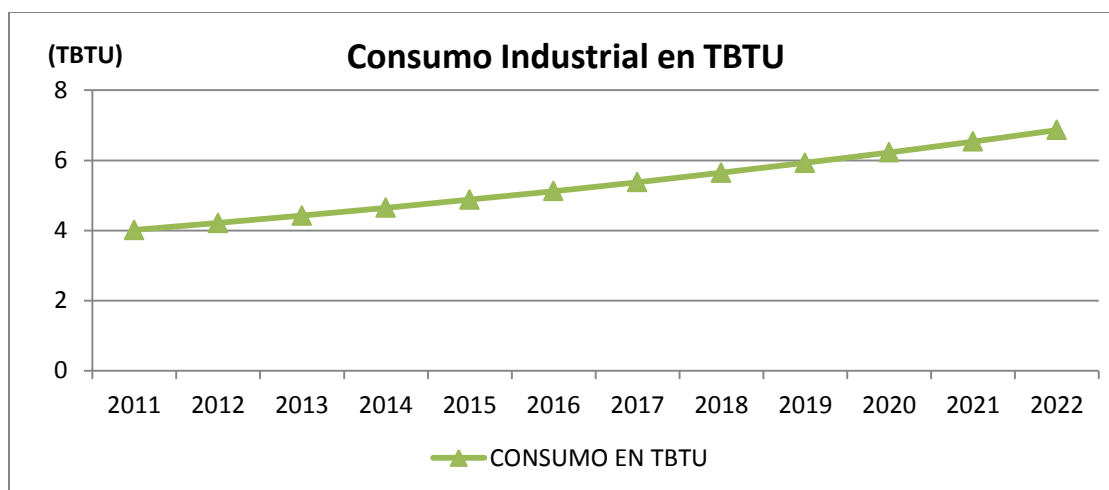
Tabla 5.5: Consumo de Gas Natural en la Industria en RD

Consumo de Gas Natural en la Industria - RD

Periodo	CONSUMO EN TBTU
2011	4.0
2012	4.2
2013	4.4
2014	4.6
2015	4.9
2016	5.1
2017	5.4
2018	5.6
2019	5.9
2020	6.2
2021	6.5
2022	6.9

Tanto en la tabla 5.5, como en el gráfico 5.2, se proyecta la demanda de gas natural en el sector industrial, de continuar el país con el nivel de inversión con que cuenta actualmente.

Figura 5.2: Consumo de Gas Natural en la Industria en RD



Para realizar esta proyección, el autor utilizó datos reales del consumo de gas industrial del 2011⁶⁰, y asumió un crecimiento de la demanda de un 5%.

El autor estima que de ejecutarse en el largo plazo el plan de expansión que se propone en esta tesis, este consumo de gas natural podrá alcanzar valores cercanos a cuatro veces lo proyectado.

5.3.2 Demanda de GN en el Transporte,

A noviembre de 2011 existen en RD seis grandes distribuidoras de combustible (Línea Clave, Tropigas, Propagas, Sunix Petroleum, Coastal Petroleum Dominicana y SGN) con licencia para instalar 46 nuevas estaciones de reaprovisionamiento de GNV.

Tabla 5.6: Consumo de Gas Natural en el Transporte en RD

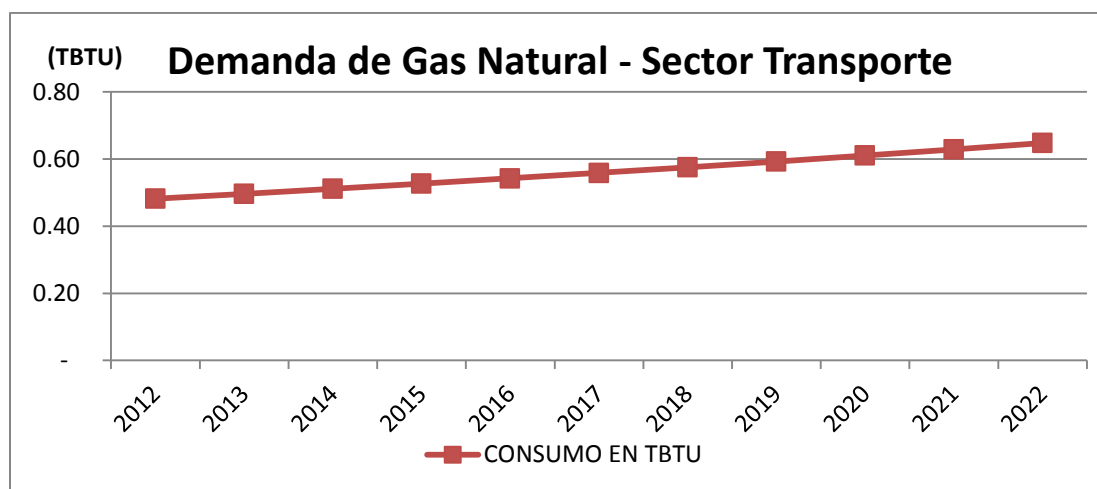
Consumo de Gas Natural en el Transporte - RD

Periodo	CONSUMO EN TBTU
2012	0.48
2013	0.50
2014	0.51
2015	0.53
2016	0.54
2017	0.56
2018	0.58
2019	0.59
2020	0.61
2021	0.63
2022	0.65

⁶⁰ AES Dominicana, Informe Estadístico 2011

Se estima que el consumo en el sector transporte, ronda actualmente los 92,000 m3/mes.

Figura 5.3: Consumo de Gas Natural en el Transporte en RD



5.3.3 Demanda Emergente de GN

Tabla 5.7: Consumo de Gas Natural Residencial en RD

Consumo de Gas Natural Residencial - RD
(Estimación a partir del consumo de GLP)

Periodo	CONSUMO EN MMBTU
2012	10,247
2013	10,554
2014	10,871
2015	11,197
2016	11,533
2017	11,879
2018	12,235
2019	12,602
2020	12,980
2021	13,370
2022	13,771

Para realizar esta estimación, se consideró la demanda real de GLP⁶¹ y se asumió un crecimiento de la demanda de un 3%. Se asumió también que el GLP este combustible sería sustituido paulatinamente por el gas natural, en primera instancia a través del uso de bombones o tanques para uso y consumo residencial.

Se entiende que el país vecino de República Dominicana, HAITI, representa una oportunidad de expandir la demanda de gas natural, por lo que se realizó una estimación de la misma, considerando el número de habitantes⁶² y el poder adquisitivo de la población media de esa nación, comparada con las mismas variables de RD.

Tabla 5.8: Consumo de Gas Natural en HAITI

Consumo de Gas Natural - HAITI (Estimación Posible Demanda)	
Periodo	CONSUMO EN MMBTU
2012	5,123
2013	5,277
2014	5,435
2015	5,598
2016	5,766
2017	5,939
2018	6,118
2019	6,301
2020	6,490
2021	6,685
2022	6,885

⁶¹Ministerio de Industria y Comercio, RD, Datos estadísticos 2012:
<http://www.seic.gov.do/hidrocarburos/estadisticas/consumo-de-combustibles.aspx>

⁶²http://www.indexmundi.com/es/haiti/poblacion_perfil.html

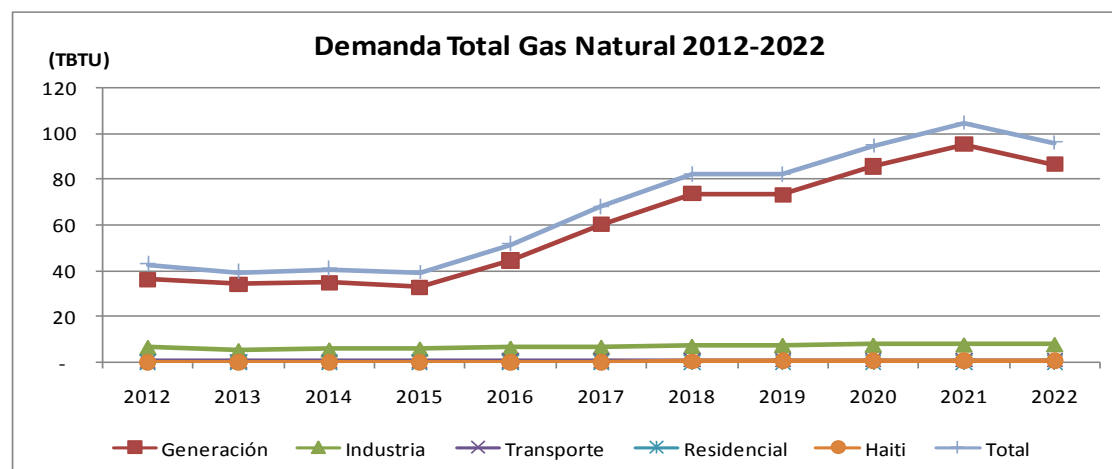
5.3.4 Proyección Demanda Total de GN

Considerando todas las demandas de gas natural, ya vistas cada una por separado, entonces tendremos la estimación de la demanda total de este combustible, lo que nos proporcionará información para el desarrollo de los proyectos de expansión en el país. Parte de nuestra propuesta, es precisamente este modelo de expansión, que será expuesto en los capítulos finales de este trabajo de tesis.

Tabla 5.9: Demanda Total Estimada de Gas Natural en RD 2012-2022

Demanda Total Estimada de Gas Natural 2012-2022 (TBU)						
Años	Generación	Industria	Transporte	Residencial	Haiti	Total
2012	36	7	0.48	-	-	43
2013	34	5	0.50	0.01	0.01	40
2014	35	6	0.51	0.01	0.09	41
2015	33	6	0.53	0.01	0.15	39
2016	44	6	0.78	0.01	0.23	52
2017	60	7	0.81	0.01	0.31	68
2018	74	7	0.83	0.01	0.41	82
2019	73	8	0.86	0.01	0.51	82
2020	86	8	0.88	0.01	0.60	95
2021	95	8	0.91	0.01	0.69	105
2022	87	8	0.94	0.01	0.78	96

Figura 5.4: Demanda Total Estimada de Gas Natural en RD 2012-2022



Obviamente, la generación será siempre quien marcará la tendencia de la demanda de gas natural en el país.

En los capítulos finales, se realizará una propuesta para el desarrollo del gas natural en el país, considerando esta estimación de la demanda.

5.4 Esquema de Mercado Mayorista de GN⁶³

Para poder asegurar un correcto funcionamiento y control de la introducción del gas natural en el mercado dominicano en los volúmenes que se proyectan, es necesario establecer un modelo comercial que rija su funcionamiento.

Una vez desarrollados los grandes proyectos de inversión en gas natural, como son: nuevas terminales, gasoductos, plantas de regasificación etc. Podría implantarse un sistema de mercado similar al eléctrico, en donde las redes (gasoductos) son monopolio natural, privado o estatal, las centrales (terminales) inyectan gas al gasoducto, a un precio y poder calorífico determinados por sus respectivos contratos de largo plazo. A cada nodo (punto de entrega), se le cargará un fee por encima del precio spot en este caso, correspondiente al costo del gasoducto (transporte).

Podría igualmente, existir dos tipos de mercados, spot y por contratos.

El mercado del gas en los países desarrollados, (como en el caso de Rusia, Argelia y Noruega los cuales proveen el 40% del gas suministrado a la unión Europea⁶⁴), se realiza con cierta similitud al de la electricidad, es decir, existe todo un sistema para el abastecimiento, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización.

⁶³Energía: Desarrollo Regulatorio en Iberoamérica, CNE (España)

⁶⁴Energía: Desarrollo Regulatorio en Iberoamérica, CNE (España)

La cadena de valor del gas natural, al igual que la electricidad, debe asegurar que se recuperen los costos de inversión y operación, a través de la adecuada remuneración.

En República Dominicana, si bien se empieza a utilizar el gas natural, es necesario ir pensando en el futuro, y planificar la estructura en que se desarrollara el mercado del gas natural.

Por ejemplo, en los países con amplia experiencia en el sector gasista, las infraestructuras de transporte de gas natural incluidas en planificación tienen asegurada una retribución reconocida una vez han sido puestas en servicio. La remuneración de las infraestructuras de transporte se reconoce para cada infraestructura de manera individual, generalmente mediante el empleo de costes estándares regulados.

La recuperación de las inversiones en las plantas de regasificación incluidas en la planificación se materializa a través del pago de los peajes que efectúan los comercializadores por el uso de estas infraestructuras.

Las actividades reguladas están sujetas garantía, basadas en un sistema de liquidaciones. Éste, no es otra cosa que un sistema de cobros y pagos entre transportistas y distribuidores que garantiza que cada compañía que desempeña actividades reguladas alcanza la retribución reconocida por ello, independientemente de quién realice la facturación de los peajes.

Para el caso de la comercialización, el porcentaje de contratos a corto plazo o spot de un comercializador suele ser inferior a un 10% aprovisionamientos y los contratos de largo plazo suelen contener cláusulas del tipo *take or pay* o de compra garantizada, lo que obliga al comprador a la retirada de una cantidad mínima de gas, de manera que aunque no la retire debe pagar por un cierto porcentaje que puede oscilar entre un 90 y un 95% de la totalidad contratada.

Este tipo de contratos garantizan al vendedor la retirada de una cantidad de gas determinada, y al comprador un determinado precio normalmente ligado

al precio del petróleo y sus derivados. Esta forma de contratación, en los países desarrollados, ha permitido a los productores asegurar la rentabilidad de las inversiones efectuadas, así como la financiación de las nuevas.

5.5 Propuesta de Separación de Negocio (caso RD)

Acontece, que el país, como ya se ha señalado en todo lo largo de este trabajo, existe una sola terminal de gas natural, propiedad de AES Dominicana, que también es dueña del CC de 318 MW AES Andrés, un gasoducto de 34 Km, y dos centrales más turbinas de gas de ciclo simple de 118 MW cada una.

Acontece, que a través de esta terminal, se suple todo el gas natural que se consumen en el país, y pueda que eventos propios del sector eléctrico afecten la disponibilidad de la terminal y viceversa. Teniendo esta empresa compromisos tanto de electricidad como de suministro de gas, parecería lógico para los fines de transparentar las operaciones de ambos negocios, separar estas actividades contable y operativamente.

Con esta separación, podrían evitarse los siguientes conflictos:

- Conflictos de interés: La actividad de generación es realizada en régimen de competencia y la de gas hasta ahora es un monopolio que podría convertirse en oligopolio de realizarse la expansión.
- Subsidios Cruzados: Pueda que una actividad este financiando a la otra y crear distorsiones de mercado,
- Restricciones de Acceso a terceros a las redes de gas:
 - Crear dificultades técnicas para el acceso a la red,
 - No permitir el acceso alegando que no hay capacidad disponible,
 - Dar prioridad en el acceso o en el despacho a las unidades propias,
 - Ocultar información sobre la disponibilidad real

No obstante, las centrales deben ser despachadas para cumplir con sus compromisos contractuales de electricidad, con la misma industria (UNR), así como con las propias empresas estatales (distribuidoras), de lo contrario, pueden ser pasibles de demandas por incumplimiento.

AES Dominicana Gas Natural, y cualquier otra empresa que se instale, se encargaría de todo lo que tiene que ver con la importación y venta de gas: Administración del contrato de gas, manejo de la terminal, logística de recepción de buques, planta de regasificación, gasoducto, ventas de gas para generación, industria, vehicular, etc.

De esta forma se separarían una actividad regulada (por lo menos hasta que el mercado del gas no llegue a la madurez suficiente para ser liberalizado), de otra que se realiza en competencia.

AES Dominicana, seguiría siendo, una empresa de generación de electricidad, que compra combustible, en este caso gas natural, a AES Dominicana Gas Natural, para poder suplir el mercado eléctrico.

De esta forma, se despeja toda incertidumbre respecto de si la electricidad dificulta el negocio del gas y viceversa. Además, en caso de que las empresas demandantes de electricidad no cumplan con un nivel de pago adecuado que permita a AES Dominicana pagar el gas, simplemente las centrales saldrían de línea por falta de combustible.

Además de esto, la declaración de costos variables de producción de las empresas, sería más auditable, puesto que en estos momentos, se adquiere gas a través del contrato de largo plazo y desde el mercado spot, lo que muchas veces dificulta saber a qué precio real están quemando gas las centrales.

5.6 Propuesta de Modelo Regulatorio

En mayo de 2010 el Ministerio de Industria y comercio publicó un documento, que se titula “Gas Natural Normativas” el cual básicamente establece lineamientos para el uso y comercialización del gas natural en el país, haciendo especial énfasis en el sector transporte. Anteriormente, en octubre de 2009, emitió la Resolución 152-09 la que regula el precio de comercialización de este combustible y Resoluciones 121-07, 01-08 y 25-09 que establecen requisitos para la operación de talleres de conversión vehicular a uso de gas natural.

Un modelo regulatorio en este sector, debería de contemplar los siguientes:

- Separación entre actividades reguladas y liberalizadas o hábiles para competencias,
- Las tarifas reguladas y aquellas que serán libres,
- El acceso de terceros a la posible red que se establezca,
- El mecanismo de recuperación de la inversión,
- La planificación y operación del mercado,
- Los permisos, licencias o concesiones,
- La calidad del servicio a los usuarios finales,
- Los contratos de corto plazo (spot) y de largo plazo,,
- La expansión de redes,
- Proyección de Demanda,
- Etc.

Se entiende, que el marco regulatorio que se defina como mecanismo regulatorio del mercado del gas natural en República Dominicana, debería contener lineamientos generales que rijan el sector, sin la necesidad de entrar en todo el detalla procedimental, que más bien podrían desarrollarse

en un Reglamento para la aplicación de esta normativa. Este reglamento, deberá desarrollar los procedimientos necesarios para llevar a cabo la ley.

También es prudente que se definan, el periodo de revisión de esta normativa, ya que como se trata de un sistema a implementar, es frecuente que sea necesaria su calibración para ir adaptando la misma y promover con ello la madurez del mercado.

A continuación, citamos los contenidos que debería de tener esta normativa para regular el mercado del gas natural en República Dominicana. En el anexo correspondiente a este capítulo, se desarrollan los aspectos más importantes que debería contener esta regulación, en el entendido de que el diseño de un marco regulatorio para el sector del gas u cualquier otro, por sí solo, conlleva la realización de una tesis independiente de la que se desarrolla.

- **Disposiciones generales**

- Objetivo y ámbito,
- Definiciones,

- **Entidades del sistema gasista**

- Agentes del sistema de gas natural,
- Entidades de derecho público,
- Del sistema nacional de gas natural,
- Organismo operador,
- De los títulos habilitantes para las distintas actividades del sistema de gas natural,
- Concesiones

- **De las actividades del sistema nacional de gas natural**

- Actividades de transporte de gas natural,
- Actividades de distribución de gas natural,

- Actividades de planta de carga y descarga y planta de compresión y descompresión de gas natural, para la distribución por gasoducto virtual,
 - Actividades de consumidores independientes,
 - Interconexiones internacionales
- **Del suministro de venta del gas natural,**
- **De las instalaciones interiores de gas de red,**
- **Del régimen de precios para las actividades del mercado de gas natural,**
- **Seguridad del suministro**
 - Calamidad en el suministro,
 - De las servidumbres
- **Disposiciones penales**
 - Atentado contra la seguridad del sistema nacional de gas natural,
 - Del robo de gas natural,
 - Infracciones y sanciones,
 - Los incentivos fiscales
- **A las actividades de gas natural y gas natural vehicular.**
 - Beneficiarios de incentivos y beneficios
 - Incentivos fiscales al gas natural vehicular
 - Autorización y requisitos para otorgar los incentivos fiscales establecidos en la ley
- **Disposiciones complementarias**
 - Derogaciones disposiciones Legales

CAPITULO 6

ACUERDOS CONTRACTUALES Y GARANTIAS A LA INVERSION

6.1 Caso Actual

Actualmente República Dominicana, cuenta con el único contrato de gas hasta la fecha, el firmado entre las empresas BP (British Petroleum) y AES Dominicana, firmado en el 2001, el cual tiene un periodo de duración de 20 años y un suministro correspondiente a 33.6 Tbtu/año. El precio de cada buque, es transado a precio NYMEX (The New York Mercantile Exchange), al cual se le suman unos cargos por seguro y flete, para colocar el precio del gas en el puerto de descarga, precio CIF (Cost Insurance Freight).

Este contrato, como por lo regular se establece en los contratos de largo plazo, contiene una cláusula del tipo *take or pay* o compra garantizada, lo que implica que AES Dominicana debe retirar un volumen mínimo de gas, de manera que aunque no realice el retiro, debe pagar por un cierto porcentaje que puede oscilar entre un 90 o 95% de la totalidad contratada.

Este tipo de contratos garantizan al vendedor (BP) la retirada de una cantidad de gas determinada, y al comprador (AES Dominicana) un determinado precio, en este caso NYMEX.

6.2 Licitaciones Energéticas

Las tres empresas de distribución de electricidad del República Dominicana, controladas en la actualidad por el estado dominicano, EDENorte, EDESUR y EDEEste, en el año 2011, realizaron un llamado a licitación pública internacional para nueva generación. Este llamado, obedece al decreto No. 143-11 del poder ejecutivo, mediante el cual se declara de emergencia nacional el aumento de la capacidad instalada de generación eléctrica de

bajo costo, previniendo la insuficiencia de capacidad, y prevenir el desabastecimiento de energía, facilitar la optimización de la matriz de combustible, permitir las inversiones necesarias para la recuperación de pérdidas en las empresas distribuidoras y recuperar el equilibrio en el sistema eléctrico nacional.

El objetivo y alcance de la licitación, consisten en seleccionar inversionistas locales o extranjeros calificados, para que en caso de resultar adjudicatarios, desarrollen, financien y construyan, sean propietarios y operen, bajo un esquema “Built-Own Operate” (BOO), una o más unidades de generación eléctricas nuevas a carbón o gas natural, con una potencia neta de hasta 260 MW⁶⁵.

La potencia total a instalar producto de la presente licitación, asciende a 1000 MW, con la posibilidad de ampliación a sola discreción del comité de licitación, hasta 1500 MW. La forma en se pretende distribuir esta capacidad entre las empresas distribuidoras, es la siguiente:

- EDENORTE: 29%,
- EDESUR 41%,
- EDEESTE 30%

El periodo de suministro será por 15 años, partiendo de 2016.

6.3 Opciones Contractuales⁶⁶

Los contratos de gas pueden ser de corto, mediano o largo plazo, dependiendo si la entrega prevista se realiza en menos de un mes, menos de un año o durante varios años. Los contratos de largo plazo han sido la forma tradicional de adquirir gas. Se les reconoce como la modalidad de comercio

⁶⁵Sitio Web CDEEE: <http://www.cdeee.gob.do/?p=943>

⁶⁶Opciones para una futura industria de gas natural en el istmo centroamericano - CEPAR

más adecuada en una industria verticalmente integrada. En ellos se asienta el volumen acordado y la forma de calcular el precio, así como las cantidades que serán entregadas por año o por mes.

Todos los contratos son diferentes porque reflejan las condiciones específicas a cada caso. Dichos contratos reducen el riesgo de suministro y precio, pero carecen de flexibilidad para ajustar rápidamente oferta y demanda a los cambios del mercado, sobre todo si éste es muy dinámico. En los países que han desregulado y se ha multiplicado el número de participantes en el mercado, los contratos de largo plazo han perdido importancia y han sido substituidos por contratos de corto y mediano plazos.

Para República Dominicana la opción necesaria, es la de contratos de largo plazo, fundamentalmente por lo siguiente:

- El empuje mayor para el desarrollo del mercado del gas en el país, es producido por el sector Generación Eléctrica, cuyos proyectos serán viables sobre la base de contratos de largo plazo de electricidad, puesto que el mercado spot de la electricidad no ofrece la suficiente confianza a los inversionistas para desarrollar los proyectos de expansión, por lo que para mitigar riesgos estos proyectos vienen acompañados de sus correspondientes contratos de largo plazo de electricidad; y como deben ser de gas o carbón, lo más lógico es que estas nuevas centrales también tengan contratos de largo plazo para el suministro del combustible,
- La expectativa del estado dominicano con el gas natural, va más allá de la generación de electricidad; se trata de ir substituyendo la matriz energética nacional, que en la actualidad depende de los derivados del petróleo, cuyos precios sofoca constantemente la economía nacional, producto del incremento en el subsidio tanto en los sectores transporte como electricidad,

- El sector industrial, luego de la firma de los tratados de libre comercio de los últimos diez años, con los que se ha comprometido el país, constantemente se quejan de lo desigual de la competencia de estos tratados, puesto que los demás países compromisarios de estos tratados, cuentan con costos de producción mucho más bajos que los locales, lo que les permite introducir sus productos a República Dominicana, con mejor relación precio/calidad. En este sentido, el cambio del Fuel Oil por el Gas Natural, le brinda la opción de abaratar sus costos de producción y por consiguiente ser más competitivos,
- Lo propio sucede con el sector transporte, en el cual el gobierno central tiene que erogar subsidios del orden de los US\$ 40 MM⁶⁷ anuales y que con la masificación del uso del gas estos fondos pudieran invertirse en otros sectores, como salud o educación por ejemplo,
- Los contratos de largo plazo, garantizan la estabilidad de la cantidad suministrada y el precio, con lo cual la nación puede contar con programas de desarrollo también de largo plazo, al tener controlados los flujos económicos durante largos periodos. Estos contratos viabilizan para un país en vía de desarrollo como lo es República Dominicana, dar un paso hacia adelante.

Aquí un factor importante a la hora de definir esos contratos, es realizar un adecuado análisis de las necesidades que tendrá el país de gas natural, puesto que obviamente los suplidores trataran de introducir clausuras del tipo “*Take or Pay*” para de alguna forma garantizar un volumen de retiro de este combustible.

⁶⁷ Periódico Listín Diario, Edición 27 de Agosto de 2012, www.listindiario.com.do

Lo anterior, reviste de importancia capital la correcta proyección de la demanda y una recuperación económica discreta, para sacar el mejor provecho de este cambio energético.

Ya para el mercado interno, se podrán suscribir contratos de mediano y corto plazo, y necesariamente, cuando los productores, comerciantes, abastecedores y distribuidores requieran equilibrar sus intercambios en el corto plazo, crear un mercado “spot”, el cual puede tener lugar cuando exista una alta concentración de compradores y vendedores, tal y como ocurre cerca de un gran cruce de gasoductos o una gran zona metropolitana en los países netamente gasistas.

Si existe competencia efectiva, el precio “spot” tenderá a alinearse con el precio marginal de largo plazo y será entonces un precio eficiente.

Del país no suscribir contratos de largo plazo, acciones propias de funcionarios no comprometidos con el desarrollo de su nación, pueda que de ser el estado dueño de uno de los proyectos gas que se proponen en esta tesis, necesarios para el desarrollo de este mercado, el país tenga que acudir al mercado “spot” de gas natural, tal y como sucedo hoy en día con la empresa AES Dominicana, que cuando se agota el volumen pactado con BP a través de su contrato de veinte años, tiene que adquirir gas de este mercado, provocando con esto el traspaso de estos precios directamente a los sectores industriales y transporte.

En los mercados internacionales de gas natural, los precios “spot” tienden a la volatilidad, por lo que aumentan el riesgo para todos los participantes, situación que ha dado lugar al desarrollo del mercado financiero de gas natural.

El mercado financiero del gas natural comprende las operaciones de compraventa de contratos financieros de ese producto. La compraventa de estos títulos se usa principalmente como una cobertura frente al riesgo asociado a las variaciones de precios del energético, por lo cual rara vez dan

lugar a una entrega física del producto. También se usan como instrumento de especulación y arbitraje. Los contratos son muy diversos porque traducen las necesidades específicas de los participantes, los más comunes son: *Los forwards contracts, Los future contracts, Los swaps, y las Options.*

Los participantes en el mercado financiero provienen, por un lado, de todos los segmentos de la industria del gas natural, y por el otro, de instituciones financieras y comerciales especializadas en este tipo de mercado, como bancos, corredurías y grandes casas de comercio. El mercado financiero se desarrolla cuando el mercado físico alcanza cierta madurez y la mayoría del gas se intercambia mediante contratos de corto plazo. Hasta ahora existen mercados financieros de gas natural en los Estados Unidos (el NYMEX) y en Inglaterra (el IPE).

Como la naturaleza de la contratación depende de la estructura de la industria y de la regulación, en República Dominicana, como ha de diseñarse el mercado y la normativa regulatoria, se entiende que en sus inicios, tal y como ha sucedido en otros países, el mercado del gas será una actividad regulada que luego se irá liberalizando en la medida que vaya madurando; y que por lo general este tipo de mercado, se rigen por contratos de largo plazo que especifican los volúmenes que serán entregados a lo largo de la vida del contrato, lo cual da certidumbre a los participantes en cuanto a la oferta, demanda y recuperación de los costos fijos.

En contraste, en una industria desregulada surge la necesidad de contratos más flexibles, para que cada participante logre equilibrar sus flujos en el corto plazo. En un ambiente competitivo aparecen nuevos servicios como los de balance, almacenamiento y entregas sin aviso, así como un mercado secundario de capacidad.

6.4 Garantías Regulatorias⁶⁸

Principios y objetivos de la regulación

Los principios de la regulación gasífera son similares en casi todos los países analizados. Se trata de dar una adecuada protección a los usuarios finales, teniendo en cuenta que algunas fases de la industria del gas (transporte y distribución) constituyen monopolios naturales. En estos casos, el estado debe intervenir e impedir los eventuales abusos de una posición dominante en el mercado, favoreciendo además la continuidad y calidad en la prestación de los servicios. Es indispensable que cuando éstos no se puedan ofrecer en condiciones de competencia, el Estado intervenga para que las operaciones sean eficientes, lo que implica la optimización de la relación calidad/precio.

Los principios de la regulación gasífera constituyen la base programática de la acción de los correspondientes entes reguladores. La mayoría de las legislaciones vigentes en los países de la región consideran los principios de ganancia razonable o justa; competencia; eficiencia y racionalidad; optimización de la calidad; contabilidad, seguridad y continuidad del servicio; acceso sin discriminaciones, y cobertura máxima, entre otros. Bajo estos principios los marcos regulatorios contemplan objetivos tales como los siguientes:

Favorecer los intereses y derechos de los usuarios mediante el mejoramiento de la calidad del servicio público y su disposición final, a fin de garantizarles una mejor calidad de vida.

- Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural evitando la utilización abusiva de una posición dominante en el mercado,

⁶⁸ Opciones para una futura industria de gas natural en el istmo centroamericano - CEPAR

- Propender a una mejor operación, contabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural,
- Regular el transporte y distribución de gas natural asegurando tarifas justas y razonables,
- Asegurar la prestación continua e ininterrumpida de los servicios, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito, o de orden técnico o económico que lo impidan,
- Elevar los índices de seguridad y reducir los incidentes vinculados con las prestaciones,
- Estimular el uso racional del gas natural velando por la adecuada protección del medio ambiente,
- Promover la inversión para asegurar el suministro en el largo plazo,
- Las legislaciones vigentes no incluyen un tratamiento explícito sobre asuntos vinculados a la equidad social y la participación de los usuarios, con excepción del régimen vigente en Colombia,

En este último se señala que debe ampliarse en forma permanente la cobertura, mediante mecanismos que compensen la insuficiente capacidad de pago de los usuarios, y que éstos tengan un adecuado acceso a los servicios.

Carácter de servicio público

Es importante el establecimiento, como sucede en Centroamérica, de una distinción entre las fases de importación y las de transporte y distribución. La importación, como es el caso de República Dominicana que no produce gas natural, es considerada de interés general, rigiéndose por las normas convencionales del mercado y la competencia, por lo que no debería estar sujeta a regulación.

Durante un período transitorio, por razones específicas. El transporte y la distribución del gas natural son considerados actividades de servicio público, por lo que son sujetos de regulación por parte del Estado.

Funciones de los entes reguladores

En todos los países que cuentan con marcos regulatorios, se han creado entes reguladores cuya conformación varía según la forma de organización del Poder Ejecutivo. La tendencia general es constituir entes con autonomía administrativa. En algunos casos están adscritos a ministerios o secretarías de estado (Argentina, Colombia); en otros, forman parte de los sistemas nacionales de regulación (Bolivia). En Chile la regulación es ejercida por una comisión interministerial. Por otro lado, existen también algunas particularidades con respecto a su financiamiento. En algunos casos dependen del presupuesto general, pero en otros (Bolivia y Colombia, por ejemplo) se financian con aportes de las empresas reguladas.

En República Dominicana, el Ministerio de Industria y Comercio, es la secretaria de estado encargada de regular el sector de los combustibles, por lo que se entiende que esta institución será la encargada de regular el mercado del gas, bajo el esquema que se decida implantar.

Las funciones de los entes reguladores son similares en casi todos los países, destacándose las siguientes:

- Otorgar concesiones y/o licencias a los importadores/productores, transportistas y distribuidores de gas natural y declarar o disponer su caducidad o revocatoria;
- Vigilar el cumplimiento de las obligaciones y derechos de los concesionarios y/o licenciatariaos,
- Proteger los derechos de los consumidores, cargadores, concesionarios y productores,
- Asegurar el cumplimiento de las disposiciones antimonopólicas y de defensa de la competencia,
- Garantizar el acceso libre e indiscriminado a los ductos,
- Regular, fijar tarifas y promover la eficiencia y la continuidad de los servicios de transporte y Distribución, y
- Realizar todos los actos inherentes y necesarios para el cumplimiento de sus funciones de acuerdo a la normatividad vigente.

CAPITULO 7

PAUTAS PARA LAS NUEVAS INVERSIONES

Introducción:

El presente capítulo, lo dedicaremos a utilizar los datos que hasta ahora se han presentados para realizar pre-evaluaciones de posibles nuevos proyectos de gas natural en República Dominicana. Es necesario decir, que esta tesis no pretende arrojar información que por sí sola, sea suficiente para que cualquier entidad tome la decisión de realizar un proyecto nuevo, puesto que para ello deberán realizarse estudios de rigor, cuyos resultados sean justificados mediante una investigación mucho más profunda que el alcance de este trabajo de tesis.

En tal sentido, este trabajo se limita a la utilización de las informaciones sobre gas natural ya contenidas en los anteriores capítulos, como son: La Demanda actual y proyectada, los precios actuales y proyectados, los contratos vigentes, el impacto en los costos de generación, transporte e industriales que tiene el gas natural, para con ellos poder evaluar la necesidad de nuevas terminales, nuevas tuberías, las localizaciones más señaladas de estos nuevos proyectos y el posible impacto ambiental que produzcan los mismos, etc.

De igual forma, las informaciones vertidas aquí, antes de ser utilizadas para iniciar cualquier estudio relacionado, deberán ser validadas puesto que se ha utilizado información pública, adquiridas en diferentes medios como: periódicos, revistas, libros, páginas de internet etc. y en algunos casos el autor ha realizado proyecciones.

7.1 Análisis de Factibilidad

Proyección de la Demanda

Para empezar a hablar de factibilidad de expansión de la capacidad de recepción y comercialización de gas natural en República Dominicana, es necesario remitirnos a la tabla 5.4 del capítulo 5:

Tabla 5.9: Demanda Total Estimada de Gas Natural en RD 2012-2022

Demanda Total Estimada de Gas Natural 2012-2022 (TBU)						
Años	Generación	Industria	Transporte	Residencial	Haiti	Total
2012	36	7	0.48	-	-	43
2013	34	5	0.50	0.01	0.01	40
2014	35	6	0.51	0.01	0.09	41
2015	33	6	0.53	0.01	0.15	39
2016	44	6	0.78	0.01	0.23	52
2017	60	7	0.81	0.01	0.31	68
2018	74	7	0.83	0.01	0.41	82
2019	73	8	0.86	0.01	0.51	82
2020	86	8	0.88	0.01	0.60	95
2021	95	8	0.91	0.01	0.69	105
2022	87	8	0.94	0.01	0.78	96

Durante una parada en la terminal de AES Andrés, el 24 de enero de 2012, se instaló un tercer tren de vaporización de gas natural, con el cual la terminal podrá alcanzar su flujo máximo 375 MMSCFD (millones de pies cúbicos estándar por día), capacidad suficiente para alimentar otra central generadora de 300 MW⁶⁹.

Esta capacidad cesante de la terminal, equivale a un consumo potencial de cerca de 15 TBU/año, que corresponden a la optimización del uso de la terminal y por consiguiente habrá que tomar este dato en consideración en la evaluación de nuevos proyectos.

Como podrá notarse en la tabla anterior, la demanda tope de gas natural proyectada hasta el 2022, es aproximadamente 2.5 veces la capacidad

⁶⁹Gas Magazine Latinoamérica, Febrero 2012, No. 79

actual, siendo su mayor componente la generación eléctrica. Esto deja espacio para la construcción de dos terminales similares a la actual.

Proyección de Precios

Otro elemento a considerar es la diferencia de precios que pueda existir entre los combustibles que se espera sean desplazados por el gas natural y los precios del propio gas. Para lograr motivar el cambio en la matriz energética actual, el gas natural debe representar diferencias de precios que le permitan a los sectores generación (Parque actual), industriales, transportes y residenciales amortizar sus inversiones en un periodo razonable, para poder percibir beneficios económicos por el cambio.

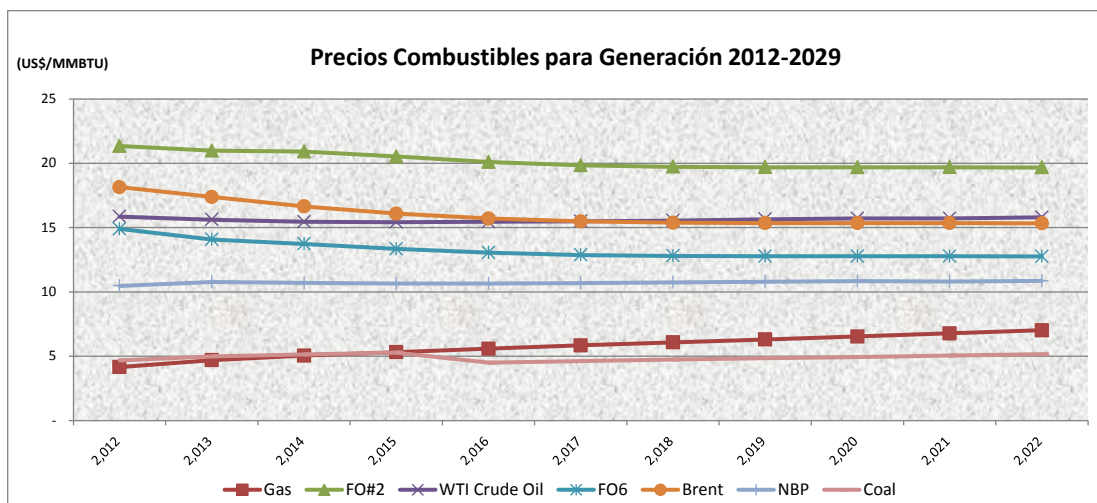
Tabla 7.1: Proyección de Precios por Combustibles 2012-2022

	NYMEX (HH) LNG	FO#2	WTI Crude Oil	FO6	Brent	NBP	Coal
	(US\$/MMBtu)	(US\$/MMBtu)	(US\$/MMBtu)	(US\$/MMBtu)	(US\$/MMBtu)	(US\$/MMBtu)	(US\$/MMBtu)
2,012	4.17	21.35	15.86	14.90	18.15	10.47	4.69
2,013	4.70	20.98	15.62	14.08	17.39	10.78	4.99
2,014	5.05	20.91	15.46	13.73	16.65	10.70	5.14
2,015	5.32	20.53	15.43	13.34	16.09	10.65	5.29
2,016	5.59	20.10	15.45	13.05	15.72	10.65	4.50
2,017	5.85	19.84	15.49	12.87	15.48	10.69	4.62
2,018	6.08	19.73	15.55	12.80	15.39	10.74	4.74
2,019	6.31	19.69	15.65	12.78	15.36	10.80	4.86
2,020	6.54	19.69	15.71	12.77	15.35	10.84	4.94
2,021	6.78	19.69	15.71	12.77	15.36	10.81	5.06
2,022	7.02	19.67	15.80	12.76	15.34	10.86	5.16

Fuente⁷⁰

Figura 7.1: Proyección de Precios por Combustibles 2012-2022

⁷⁰IHS CERA Global Oil Prices and Margins.



Como pueda apreciarse en la tabla y gráfico anteriores, el carbón parecería la opción más factible desde el punto de vista del precio del commodity. Falta aún evaluar el nivel de inversión necesario, tiempo que tardaría en desarrollarse el proyecto, impacto ambiental, y externalidades que tendría cada tecnología, para con ello tener más información para la toma de decisión.

Como bien se señaló en principio, no se trata de evaluar la factibilidad de instalación de cada proyecto, ya que esto es tarea de las empresas e inversionistas que decidan invertir en el país, sino más bien, de exponer los argumentos generales que brindarían una primera impresión de lo que podría ser el desarrollo de un mercado de gas natural en República Dominicana.

7.2 Localización Nuevos Proyectos

Existen en el país dos áreas marcadas por diferentes sectores y potenciales inversionistas, donde podrían instalarse nuevos proyectos no tan solo de gas natural, sino también de carbón.

Siendo la generación eléctrica la mayor demandante de gas natural, la instalación de nuevas centrales a base de este combustible, así como las condiciones que debe reunir el puerto de recepción, son dos de las

principales variables a considerar para las en la elección de las nuevas instalaciones.

La zona Este del país, cuenta en la actualidad, con una capacidad de generación instalada cercana a 1000 MW y se proyecta instalar unos 430 MW hasta el 2015⁷¹, basada en motores duales (Gas Natural y FO6) por lo que muchos desde ya le llaman “*la ciudad del gas*”, ya que existiendo el nivel de generación mencionada, de la cual la mitad ya opera a gas natural, se evalúan como conveniente desarrollar proyectos de expansión en esta zona, ya que con esto se acorta distancia, entre generación y recepción de gas.

Otra zona que también ha sido mencionada por la existencia allí de un puerto, es en el Norte del país, Manzanillo. En este puerto ya han sido evaluados proyectos de carbón y de gas. Lo mismo ocurre con Puerto Plata, en donde ya existen facilidades para el acceso de buques, puesto que allí operan dos centrales de generación eléctrica a base de FO2 y FO6, de 60 MW y 185 MW.

En Manzanillo se encuentra el puerto con de mayor calado natural de la región del Caribe. Este puerto está ubicado en la bahía del mismo nombre cerca de la línea fronteriza con Haití, en la posición geográfica, latitud 19°43 N y la longitud 71° 45 W, con un calado de 48 pies en puerto, una longitud de muelle de 227.7 metros, un canal de entrada de 600 metros de ancho y profundidad de 48 de pies, esta es una de las ensenadas más profunda de la costa dominicana⁷².

⁷¹[Periódico Hoy, Dic 13, 2011](#)

⁷²[Grupo Especializado de Seguridad Portuaria - RD](#)



7.3 Evaluación de Costes y de Inversión

Los cuadros de más abajo muestran el ingreso medio que deberían recaudar las distintas alternativas de expansión ensayadas como potencialmente factibles. Estos cuadros incluyen la determinación del costo medio total de cada tipo de central. Este monto unitario deberá ser recaudado mediante la operación comercial de la central, de modo tal que si se restan los ingresos esperados por potencia firme, se puede obtener el ingreso medio que debería percibir por ventas de energía exclusivamente. El precio de largo plazo del sistema será aquel que para una cierta tecnología de expansión permita la obtención de dichos ingresos unitarios, y que a su vez sea la alternativa más económica.

Tabla 7.2: Evaluación Costes de Inversión por Tecnología

Característica	Unidad	Turbina de Vapor con Carbón	Nueva Terminal ESTE CC en terminal	Nueva Terminal ESTE CC fuera de terminal	Nueva Terminal Norte CC en terminal	Nueva Terminal Norte CC fuera de terminal
Capacidad Instalada	MW	260	200	200	200	200
Costo unitario de inversión	US\$/Kw	2300	1200	1200	1200	1200
Consumo específico	Btu/Kwh	9,405	6,424	6,424	6,424	6,424
Disponibilidad		92%	92%	92%	92%	92%
Factor de planta		85%	85%	85%	85%	85%
Costo combustible en planta	US\$/MMBtu	3.79	14.41	14.59	14.44	14.62
Costo unitario de combustible	US\$/MWh	35.6	102.5	103.8	102.7	104.0
Tarifa media requerida por energía	US\$/MWh	93	126	127	126	127
Anualidad de capital	USD/KW-mes	27.94	14.58	14.58	14.58	14.58

Fuentes⁷³

De acuerdo con el cuadro anterior, las unidades tecnológicas de desarrollo más aptas para cubrir la base de carga, estarían dadas tanto por Ciclos Combinados a gas y turbinas de vapor con carbón. Obviamente quedan descartados los motores diesel como centrales de base.

Para cada caso, se evaluó la central a gas en CC, considerando la construcción de la misma, dentro y fuera de las instalaciones de la terminal de gas.

Para determinar la anualidad del capital, se asumió un WACC después de impuestos de 13.4%.

En el anexo correspondiente a este capítulo, se muestran las memorias de cálculo que dieron origen a los anteriores resultados.

7.4 Proyección de Largo Plazo

Considerando que la generación de electricidad a base de gas natural en el país, fundamentalmente define el consumo de este combustible, ya que el 88% del gas recibido se destina al sector eléctrico, estimaremos el impacto del desarrollo del mercado del gas solo en este sector ya que por el volumen

⁷³ Costos Unitarios de Inversión: "Regulación de Libre Mercado - Generación y Mercado Mayorista" - Julián Barquín, Carlos Batlle y Pablo Rodilla. (Se realizó un ajuste entre un 8 y un 30%)
Precios Combustibles: IHS CERA Global Oil Prices and Margins.

que representa, es este sector que debe justificar el desarrollo de este mercado.

Para poder medir el impacto, necesariamente hay que comparar escenarios posibles de expansión con el que se propone en este trabajo. Por consiguiente, se plantean los siguientes escenarios alternos:

Caso Base: Expansión propuesta:

Tabla 7.3: *Expansión Generación Propuesta*

Expansión Propuesta			
	Escalón	Tecnología	MW
2,015	Expansión 1	CC - Natural Gas	100
2,016	Expansión 2	CC - Natural Gas	200
2,017	Expansión 3	ST - Coal	260
2,018	Expansión 4	CC - Natural Gas	200
2,020	Expansión 5	CC - Natural Gas	200
2,021	Expansión 6	CC - Natural Gas	200
Total			1,160

Caso 1: Expansión alterna, solo Motores a FO6

Considerando la relativa baja inversión que representa esta tecnología, la rapidez con que puede instalarse y la flexibilidad en la operación, no se descarta que las autoridades eléctricas del país, contemplen como opción de corto plazo (que a la larga se convierta en largo plazo), cubrir el déficit, instalando centrales a base de motores diesel.

Tabla 7.4: *Expansión Generación Alterna – Simulación Caso 1*

Expansión Posible - Caso 1			
	Escalón	Tecnología	MW
2,015	Expansión 1	Motor Diesel - FO6	100
2,016	Expansión 2	Motor Diesel - FO6	200
2,017	Expansión 3	Motor Diesel - FO6	260
2,018	Expansión 4	Motor Diesel - FO6	200
2,020	Expansión 5	Motor Diesel - FO6	200
2,021	Expansión 6	Motor Diesel - FO6	200
Total			1,160

Caso 2: Expansión alterna, 50% carbón y 50% Motores a FO6

Como se vio la proyección de precios del Capítulo 6, el carbón representa una alternativa competitiva en cuanto a costo variable de producción, y considerando la inversión necesaria el análisis, veremos que el carbón representa una alternativa de expansión con grandes posibilidades.

Un factor importante para la decisión lo representan las externalidades que tiene este tipo de tecnología, por lo que el impacto ambiental será una razón con mucho peso en la toma de esta decisión.

Tabla 7.5: Expansión Generación Alterna – Simulación Caso 2

Expansión Posible - Caso 2			
	Escalón	Tecnología	MW
2,015	Expansión 1	Motor Diesel - FO6	100
2,016	Expansión 2	Motor Diesel - FO6	200
2,017	Expansión 3	ST - Coal	260
2,018	Expansión 4	ST - Coal	220
2,020	Expansión 5	Motor Diesel - FO6	100
2,021	Expansión 6	Motor Diesel - FO6	180
Total			1,060

Precios del Gas, Carbón y Fuel Considerados

Para realizar estas sensibilidades se han utilizado las proyecciones precio HS CERA Global Oil. Se ha asumido que los precios de largo plazo del gas natural estarán referenciados a los precios del Brent, y los mimos podrán tomar valores de un 6 a un 12% del precio del Brent.

Tabla 7.6: Precios de Combustibles – Simulación

	FO6	Coal	Brent
	(US\$/MMBtu)	(US\$/MMBtu)	(US\$/Bbl)
2,015	13.34	5.29	94.47
2,016	13.05	4.50	92.25
2,017	12.87	4.62	90.89
2,018	12.80	4.74	90.32
2,019	12.78	4.86	90.15
2,020	12.77	4.94	90.13
2,021	12.77	5.06	90.14
2,022	12.76	5.16	90.04

Tabla 7.7: Precios Contratos LP GN – Simulación

Precios para Contratos de Largo Plazo - NYMEX HH (US\$/MMBtu)					
	6%	8%	9%	10%	12%
2,015	5.67	7.56	8.50	9.45	11.34
2,016	5.54	7.38	8.30	9.23	11.07
2,017	5.45	7.27	8.18	9.09	10.91
2,018	5.42	7.23	8.13	9.03	10.84
2,019	5.41	7.21	8.11	9.02	10.82
2,020	5.41	7.21	8.11	9.01	10.82
2,021	5.41	7.21	8.11	9.01	10.82
2,022	5.40	7.20	8.10	9.00	10.80

Resultados de las Simulaciones

A continuación, calculamos el impacto por diferencias, entre la expansión propuesta (Caso Base), y las opciones alternativas asumidas (Caso 1 y Caso 2).

Para calcular el impacto inherente al precio de combustible, se asumieron precios del gas natural desde 6 hasta 12% del precio internacional del Brent.

Tabla 7.8: Impacto Precio Combustibles – Simulación

Impacto Por Precio Combustible (MMUS\$)		
(%) NYMEX	Caso 1 - Caso Base	Caso 2 - Caso Base
6%	3,050.26	1,419.56
8%	2,303.42	672.72
9%	1,929.99	299.30
10%	1,556.57	(74.13)
12%	809.73	(820.97)

Impacto Por Inversión (MMUS\$)	
Caso 1 - Caso Base	Caso 2 - Caso Base
(37.61)	0.87

Impacto Total (MMUS\$)		
(%) NYMEX	Caso 1 - Caso Base	Caso 2 - Caso Base
0.06	3,012.65	1,420.44
0.08	2,265.80	673.59
0.09	1,892.38	300.17
0.10	1,518.96	(73.25)
0.12	772.11	(820.10)

De las tablas anteriores se puede apreciar que la expansión propuesta, supera una posible expansión solo a motores de FO6 en 1,892 millones de dólares y que por el contrario, con solo sustituir la mitad de esta capacidad instalada⁷⁴ (580 MW) con centrales de carbón, resulta menos conveniente el plan de expansión propuesto en 300 millones de dólares. Ambas sensibilidades, para el periodo de expansión propuesto y para un precio medio del gas de 9% de la referencia NYMEX.

Habría que completar el análisis, sumando las externalidades que conlleva cada tecnología.

En el anexo de este capítulo se presentan las memorias de los cálculos realizados.

⁷⁴ En motores.

7.5 Impacto Medioambiental

De las proyecciones de largo plazo, quedó claro que en términos de inversión en generación, bajo el esquema mercado actual de República Dominicana, es más conveniente instalar centrales a carbón. Ahora bien, esta afirmación puede quedar revertida si se comienzan a sumar en los costos de producción, las externalidades de cada tecnología.

En las siguientes tablas, se resume el aporte de CO₂, SO₂ y NO_x, que provocaría cada uno de los escenarios posibles, ya evaluados.

Tabla 7.9: Factores de Emisión por Tecnología – Simulación

Factores de Emisión por Tecnología			
[Ton/GWh]	CO ₂	SO ₂	NO _x
CARBON IMPORTADO	1,100	7	3
FUEL	750	5	2
GAS	480	0	3

⁷⁵

Emisiones en (Ton/Gwh) - Expansión Propuesta

	CO ₂	SO ₂	NO _x
Tecnología			
CC - Natural Gas	312,732	-	1,955
CC - Natural Gas	625,464	-	3,909
ST - Coal	1,863,362	11,858	5,082
CC - Natural Gas	625,464	-	3,909
CC - Natural Gas	625,464	-	3,909
CC - Natural Gas	625,464	-	3,909
	4,677,950	11,858	22,673

⁷⁵ Manual de Estadísticas Energéticas OLADE - 2011

Emisiones en (Ton/Gwh) - Expansión Alterna 1

	CO2	SO2	NOx
Tecnología			
Motor Diesel - FO6	488,644	3,258	1,303
Motor Diesel - FO6	977,288	6,515	2,606
Motor Diesel - FO6	1,270,474	8,470	3,388
Motor Diesel - FO6	977,288	6,515	2,606
Motor Diesel - FO6	977,288	6,515	2,606
Motor Diesel - FO6	977,288	6,515	2,606
	5,668,268	37,788	15,115

Emisiones en (Ton/Gwh) - Expansión Alterna 2

	CO2	SO2	NOx
Tecnología			
Motor Diesel - FO6	488,644	3,258	1,303
Motor Diesel - FO6	977,288	6,515	2,606
ST - Coal	1,863,362	11,858	5,082
ST - Coal	1,576,691	10,033	4,300
Motor Diesel - FO6	488,644	3,258	1,303
Motor Diesel - FO6	879,559	5,864	2,345
	6,274,186	40,785	16,940

Como se puede apreciar, las centrales a carbón tienen relativamente un elevado factor de emisión, lo que puede causar resistencia por parte de la población dominicana ha instalaciones de este tipo de tecnología.

CONCLUSIONES

Luego del estudio del mercado internacional de gas natural y la ponderación de su desarrollo en RD, las conclusiones que pueden rescatarse han sido enfocadas en tres vertientes:

1. Aspecto Normativo,
2. Impacto en el Sector Electricidad,
3. Diversificación de la Matriz Energética

1. Aspecto Normativo:

En mayo de 2010 el Ministerio de Industria y comercio publicó un documento, que se titula “Gas Natural Normativas” el cual básicamente establece lineamientos para el uso y comercialización del gas natural en el país, haciendo especial énfasis en el sector transporte. Anteriormente, en octubre de 2009, emitió la Resolución 152-09 la que regula el precio de comercialización de este combustible y Resoluciones 121-07, 01-08 y 25-09 que establecen requisitos para la operación de talleres de conversión vehicular a uso de gas natural.

Dada la ausencia de una norma integrar que contemple todas las actividades posibles a desarrollar en el país, con el uso del gas natural, se propone el desarrollo de una norma, considerando la siguiente organización:

- Desarrollar una regulación exclusiva para el sector del gas y que el Ministerio de Industria y Comercio se constituya en regulador de este mercado,
- Distinguir aquellas actividades que puedan desarrollarse en un régimen de competencia, como el aprovisionamiento y el suministro al consumidor final o comercialización, de aquellas que se puedan

concebir como monopolios naturales como las actividades vinculadas a la infraestructura de la red (regasificación, almacenamiento y transporte), las terminales y la distribución,

- Para el desarrollo de terminales y redes de tuberías, definir el tipo de regulación a implantar, tanto para que los inversores recuperen el capital total en un tiempo prudente, como también lograr la maximización del beneficio social neto de esta actividad. Definir cual representa el mecanismo más adecuado para esta regulación, si por incentivos o por coste de servicio.
- Independizar el mercado del gas del mercado eléctrico, a través de la división contable y operativa de las dos actividades, de tal forma que el sector electricidad siga siendo el mayor consumidor de este producto pero que el mismo sea visto por el sector de gas como una demanda a considerar en la planificación de mediano y largo plazo de las empresas que manejen las terminales.

Esta acción, permitirá que las empresas de electricidad que utilicen gas natural declaren sus costos variables de producción considerando el coste del gas en el punto de suministro, a la vez que permitirá que el Operador del Mercado Eléctrico pueda verificar de forma inequívoca que la declaración de costes de cada empresa de generación coincide con la realidad. Se evitaría también la posibilidad de conflictos de interés, subsidios cruzados y restricciones de terceros a las redes de gas.

- Para amortizar la inversión en las terminales y tuberías, se propone implantar un mercado similar al de la electricidad, con algunos ajustes. Para la terminal un cargo por la capacidad de almacenamiento y otro por la utilización. Para las tuberías aplicar precios nodales que representen los costes asociados al bombeo desde las estaciones a

los diferentes puntos de entrega, esto crearía un cargo que dependerá directamente del uso dado de las tuberías y estaciones de bombeo. Otro cargo sería el complementario que sumando al uso sería igual a la anualidad de la inversión en la tubería.

Para el cargo complementario bien podría utilizarse el método de las participaciones medias, en el cual se persigan los flujos de gas desde la demanda a las fuentes de abastecimiento.

2. Impacto en el sector electricidad,

- Siendo obsoleto el actual parque de generación del SENI⁷⁶, es evidentemente necesaria la expansión de la generación, tanto para sustituir esas centrales, como para enfrentar una demanda de electricidad que crece a razón de un 3% anual. Se realizaron sensibilidades que arrojaron que lo más recomendable es realizar esta expansión con plantas de carbón, esto toda vez que, como en el caso actual, no sean consideradas en el futuro las externalidades asociadas a esta tecnología, como el impacto ambiental que representan. Por tanto recomendamos que la expansión sea realizada en mayor proporción con centrales de gas, tal y como se expresa en el siguiente punto.
- Considerando que el cuidado al medioambiente cada vez toma mayor relevancia y que República Dominicana no debería ser ajena a estos acontecimiento, se recomienda una proporción gas – carbón 70% - 30%, con lo cual la demanda de gas alcanzaría aproximadamente los 96 TBTU anuales en el 2022, lo que crearía la necesidad en el pico de la demanda, de una capacidad de almacenamiento que se aproxima a 2.5 veces la capacidad de la actual terminal.

⁷⁶ Sistema Eléctrico Nacional Interconectado

- Considerando la expansión propuesta, la producción a gas natural se incrementa en un 300%, con una reducción del CMg de largo plazo de un 40%, en el periodo desde el 2012 hasta el 2022.
- El impacto total en el sistema, se estima cercano a 800 millones de dólares considerando la anualidad de la inversión, sin considerar los costos de servicio (abastecimiento: terminal, puerto de descarga, tubería, etc.) y durante la vida útil de cada tecnología.

3. Diversificación de la matriz energética

- Adicionalmente, el desarrollo del mercado del gas natural en RD permitirá la utilización con mayor amplitud en el sectores industriales cuya demanda actual ronda los 6.6 TBTU anuales, con una tasa de crecimiento promedio de 5% hasta el 2022. En el sector transporte cuya demanda actual es de 0.5 TBTU anual con una tasa de crecimiento promedio de 8% hasta el 2022. En el sector residencial que si bien consume GLP podría cambiar a consumir gas natural de desarrollarse la expansión.
- Un mercado colateral en el cual el país podría incursionar lo representa el país vecino HAITI cuya demanda puede contribuir a reducir la deforestación en la frontera de las dos naciones y a incentivar el desarrollo de la nación contigua, lo que tendría efectos colaterales del orden social.
- Un desarrollo del mercado del gas, haría factible la firma de contratos de largo plazo, los cuales garantizaría precios mucho más competitivos que los actuales y seguridad en el volumen, lo que provocaría una tasa de crecimiento de la demanda del combustible adicional.