



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO CON BASE EN
LA RENTABILIDAD ENTRE LA IMPORTACIÓN Y LA
PRODUCCIÓN NACIONAL DE GAS NATURAL**

TESIS MANCOMUNADA

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIEROS QUÍMICOS

PRESENTAN

HÉCTOR AYALA ARREDONDO

BERNARDO MAZA STERN



MÉXICO, D.F.

2015



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: Maestro en Ingeniería: José Antonio Ortiz Ramírez

VOCAL: Maestro en Ciencias: José Landeros Valdepeña

SECRETARIO: Doctor: Néstor Noé López Castillo

1er. SUPLENTE: Ingeniero: Héctor Israel Basave Rivera

2° SUPLENTE: Ingeniero: Carlos Álvarez Maciel

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

**FACULTAD DE QUÍMICA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

ASESOR DEL TEMA:

José Antonio Ortiz Ramírez

SUSTENTANTE (S):

Héctor Ayala Arredondo

Bernardo Maza Stern

Agradecimientos

Héctor Ayala Arredondo:

Agradezco enormemente a toda mi madre Lorena, mi padre Héctor, y mi hermano Sebastián, quienes me apoyaron incondicionalmente desde que regresé de Cancún a la Ciudad de México y siempre creyeron en mí.

A todos los integrantes de la hermandad Chernobyl, por su amistad y por compartir estos años en la Facultad y en la Cueva.

Por último, hago una mención especial a Bernardo Urrutia y Jorge Rodríguez, verdaderos amigos desde la infancia con quienes viví parte de mi carrera y saben del esfuerzo que implicó llegar a este punto.

Bernardo Maza Stern:

Quiero agradecer a mi familia, Lorena, Rodrigo, Santiago y Alberto, su motivación y ánimos fueron fundamentales durante mi estancia en la carrera.

A los Cornejos: su apoyo, único como lo es, fue energía positiva para resistir estos cinco años.

A la hermandad Chernobyl, horas incontables en la Cueva para ganar lo mas preciado de mi carrera, su amistad.

Y en especial a Irene Farah, ya que con ella tuve el crecimiento más grande de esta etapa, estoy altamente agradecido y espero tenerla siempre cerca.

Índice

Introducción.....	1
Objetivo.....	3
<i>Escenario actual internacional y nacional.....</i>	4
Internacional.....	4
Consumo.....	4
Producción.....	5
Exportación.....	6
Importación.....	7
Oferta y Demanda.....	8
Reservas.....	8
Precio.....	10
Nacional.....	11
Demanda.....	11
Sector Eléctrico.....	13
Sector Industrial.....	15
Sector Petrolero.....	18
Demanda Regional.....	19
Oferta Nacional.....	20
Comercio Exterior.....	22
Precios al Público.....	23
Prospectiva de Gas Natural 2013-2027 (SENER).....	25
Sector Eléctrico.....	26
Sector Industrial.....	26
Sector Petrolero.....	27
Demanda Regional y Estatal.....	28
Producción Nacional de Gas Natural.....	29
PEMEX Exploración y Producción.....	29
PEMEX Gas y Petroquímica Básica.....	30
Gasoductos.....	30
Transporte vehicular.....	31
Comercio Exterior.....	31
Prospectiva de Gas Natural 2013-2027.....	32
Metodología.....	32
Reforma Energética.....	42
Introducción.....	42
Objetivos:.....	42
Abasto de energéticos a precios competitivos.....	43
Nuevo modelo de producción de petróleo y gas natural.....	43
Nuevo modelo de transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y sus derivados.....	45
Nuevo modelo de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.....	46
Conclusión.....	48
El contexto mexicano referente a los fenómenos mercantiles y situación económica del uso de gas natural es:.....	48
Prospectiva propuesta por la SENER en el periodo del 2013 – 2027:.....	48
Proyección a futuro y una prospectiva propia enfocada a la demanda y consumo de gas natural en nuestro país.....	49
Exponer los puntos claves de la reciente reforma energética:.....	49

Anexo I. Tendencia Exponencial (Doble suavizado exponencial con tendencia)	51
Anexo II. Glosario de Abreviaciones y Acrónimos	52
Bibliografía	53

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1.- Red Nacional de Gasoductos y estaciones de Compresión	20
Ilustración 2.- Reservas de gas poco convencional en México.....	21
Ilustración 3.- Nueva red de Gasoductos (2027).....	30
Ilustración 4.- Sistema de Gasoductos 2012.	37

Índice de Tablas

Tabla 1.- Reservas Probadas de gas natural, 2012 (billones de pies cúbicos).....	9
Tabla 2.- Penetración del gas natural como combustible en el sector industrial.....	16
Tabla 3.- Demanda de gas natural de ramas del sector industrial 2000-2011 (mmpcd).....	17
Tabla 4.- Consumo del gas natural del sector petrolero 2000- 2011 (mmpcd).	18
Tabla 5.- Datos históricos de gas natural del Sector Energético Público.....	32
Tabla 6.- Estimados iniciales para el método de doble suavizado exponencial.....	33
Tabla 7.- Columnas necesarias para la programación del método.	33
Tabla 8.- Coeficientes de suavizado.....	34
Tabla 9.- Desviación media absoluta.....	34
Tabla 10.- Proyección de la demanda de gas natural del Sector Energético Público.	35
Tabla 11.- Proyección de la demanda de gas natural por sector y en su totalidad del 2000-2027.	36
Tabla 12.- Procesamiento del gas natural con reservas comprobadas en situación actual.....	40
Tabla 13.- Procesamiento del gas natural con reservas comprobadas con una planta de procesamiento extra.....	40
Tabla 14.- Procesamiento del gas natural con reservas comprobadas con 5 plantas de procesamiento extras.....	41

Índice de Gráficas

Gráfica 1.- Distribución Mundial de la Producción de gas natural a Nivel Mundial. Millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).	5
Gráfica 2.- Producción de gas natural a Nivel Mundial (mmpcd).	6
Gráfica 3.- Importación Mexicana de gas natural en 2012 mmpcd.	8
Gráfica 5.- Estructura de la demanda de gas natural del 2012.	12
Gráfica 4.- Consumo de GN per Cápita en Metros cúbicos por Habitante.	12
Gráfica 6.- Consumo de Combustible Sector Público.	14
Gráfica 7.- Consumo de Combustible Sector Privado.	15
Gráfica 8.- Demanda de combustibles del sector industrial.	16
Gráfica 9.- Importaciones de GNL por país de origen en el 2012 (participación porcentual).	23
Gráfica 10.- Datos históricos de precios de MMBTU de gas natural (Índice Henry Hub).	24
Gráfica 11.- Proyección del Consumo por Sector de gas natural en el 2027.	25
Gráfica 12.- Demanda por energético en el Sector Industrial en el 2027.	27
Gráfica 13.- Pronóstico de la demanda de gas natural por sector 2000-2027.	36
Gráfica 14.- Proyección de la demanda de gas natural 2000-2027.	38
Gráfica 15.- Consumo, Producción e Importaciones de gas natural en México.	44

Introducción

Uno de los objetivos más importantes de cualquier Nación es promover un crecimiento energético sustentable, eficiente, suficiente, competitivo, racional y próspero mediante la diversificación energética y tecnológica buscando el menor impacto ambiental posible.

El gas natural se ha convertido en un combustible de transición dentro del reciente concepto de energías limpias. Debido a sus características de mayor eficiencia, limpieza y abundancia, el mercado internacional de gas natural ha crecido y cambiado drásticamente en el transcurso de los últimos años. Este crecimiento ha acarreado innovaciones tecnológicas de producción, extracción, almacenamiento y transporte.

El entendimiento de la oferta, demanda, producción, obtención y venta del gas natural de nuestro país es fundamental para entender y anticipar las medidas necesarias para impulsar el desarrollo económico mexicano. La transición hacia combustibles limpios y más abundantes ha propiciado la reformulación de ciertas prioridades en el ámbito energético y ambiental. Los gobiernos de diversos países (incluido México) han empezado movimientos para impulsar el aprovechamiento y utilización de formas alternativas de energía que sean limpias y amigables con el medio ambiente.

Estas nuevas iniciativas han incrementado el interés y atención en la obtención y explotación de gas natural, principalmente en los sectores energético y petrolero. Además de ser una alternativa menos contaminante, las empresas privadas consideran el precio como un factor decisivo, ya que es mucho menor que el del petróleo.

Por otro lado, existen muchos intereses políticos y económicos que han frenado la producción del gas natural. Actualmente se ha aceptado una nueva reforma energética que en teoría permitirá ciertos cambios que impulsen y fomenten la apertura a la producción del gas natural. No obstante, este movimiento político ha causado mucha controversia porque es incierto el futuro de la inversión en este combustible, ya que las múltiples tecnologías para la obtención de gas

natural requieren inversiones exorbitantes que hacen cuestionar la eficiencia de este combustible.

En este documento se pretende crear un panorama general de la situación actual con respecto al gas natural. Se analizará la prospectiva creada por la Secretaría de Energía (SENER) y con información recolectada se hará una prospectiva propia para ver si es posible y rentable el autoabastecimiento nacional de gas natural. Se incorporará la reforma energética para notar si hay cambios sustentados en la misma y se compararán los documentos para concluir cual es la mejor solución posible por parte del gobierno.

Nuestra justificación y motivación para este trabajo provienen de la importancia que tiene la producción energética en la economía a nivel nacional, y la dependencia que hemos tenido como Nación ante el mercado energético internacional. Nuestra intención es analizar una alternativa con un alto potencial de éxito para satisfacer las carencias energéticas sin recurrir a la volatilidad y control que ejercen países más poderosos en este mercado. México es uno de los países más ricos en recursos naturales, y con la tecnología y recursos económicos adecuados podría ser líder mundial en el ámbito energético.

Objetivo

El objetivo de esta tesis es conocer mediante una proyección de la demanda si es viable para México el aprovechamiento de los yacimientos del gas natural.

Los propósitos de esta tesis son los siguientes:

- Explicar a grandes rasgos el contexto mexicano referente a los fenómenos mercantiles y situación económica del uso de gas natural.
- Analizar la prospectiva propuesta por la SENER en el periodo del 2013 – 2027 en materia energética, específicamente lo que concierne al gas natural.
- Proponer una proyección a futuro y una prospectiva propia enfocada a la demanda y consumo de gas natural en nuestro país, con el fin de comprobar si es rentable autoabastecer a México con las reservas comprobadas nacionales.
- Exponer los puntos claves de la reciente reforma energética que afecten los planes de exploración y explotación de gas natural, con el fin de complementar nuestro análisis considerando factores adicionales que afectan dichas iniciativas.

Escenario actual internacional y nacional

En este capítulo se explicará las características del mercado y de producción a nivel internacional y nacional, así como los factores que intervienen en las tendencias de la oferta y la demanda. Al tener claro cual es el comportamiento del mercado bajo esta segmentación, se tendrán las herramientas suficientes para realizar una metodología y encontrar las similitudes y diferencias entre los países que son potencia en la producción de gas natural.

Internacional

Para el análisis referente al panorama internacional del gas natural, se han considerado las siguientes características como los puntos de foco más relevantes:

- Consumo
- Producción
- Exportación e Importación
- Oferta y Demanda
- Reservas
- Precio

A continuación se detallarán cada uno de estos apartados.

Consumo

A nivel global, el consumo de gas natural alcanzó en 2012 una media de 319, 801 millones de pies cúbicos diarios, o bien un crecimiento anual del 2.2% con respecto al año anterior y siendo Norteamérica y Asia los principales autores de este fenómeno. El comportamiento general de todas las regiones mundiales mostró un aumento en la demanda, sin embargo, fueron dos países de este par de regiones los cuales elevaron el consumo sustancialmente; China y Estados Unidos. El comportamiento en la región Europea fue el contrario, mostrando una baja del 2.2% en el mismo año.

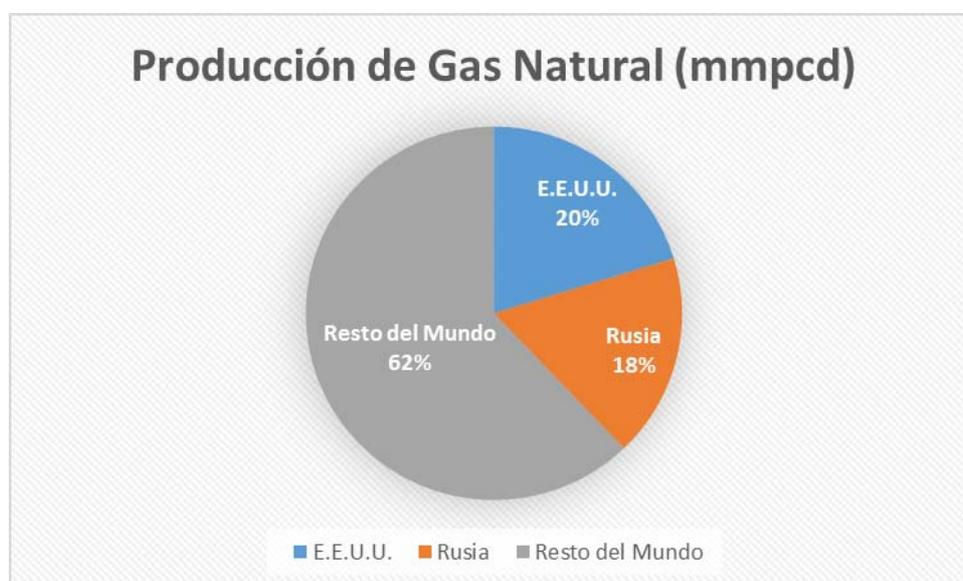
Entre estas dos potencias, fueron los Estados Unidos de América quienes presentaron el mayor demanda a nivel mundial, alcanzando los 2, 871 millones de pies cúbicos diarios. Este incremento en el consumo se debe al comportamiento contrario del precio, alcanzando el menor valor en la historia del

país (2.76 USD por cada millón de *british thermal units* (BTU)). A este valor, el consumo de gas natural se colocó incluso por encima del consumo del carbón para la generación de energía eléctrica.

Dicha tendencia en el consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica por parte de nuestro principal socio comercial, podría repetirse en la mayoría de los países que participan en el negocio del gas natural de distintas maneras. De acuerdo al *International Energy Outlook 2013* realizado por el Departamento de Energía Estadounidense, la tasa anual de consumo mundial aumentará un 1.7%, lo que elevaría en los próximos 26 años el consumo de 319, 801 millones de pies cúbicos diarios hasta los 506, 000 millones de pies cúbicos al día.

Producción

A nivel mundial, Estados Unidos y Rusia fueron los mayores productores de gas natural en el 2012. De los 324, 578 millones de pies cúbicos, contribuyeron con el 37.86% distribuido de la siguiente forma mostrada en la Gráfica 1:



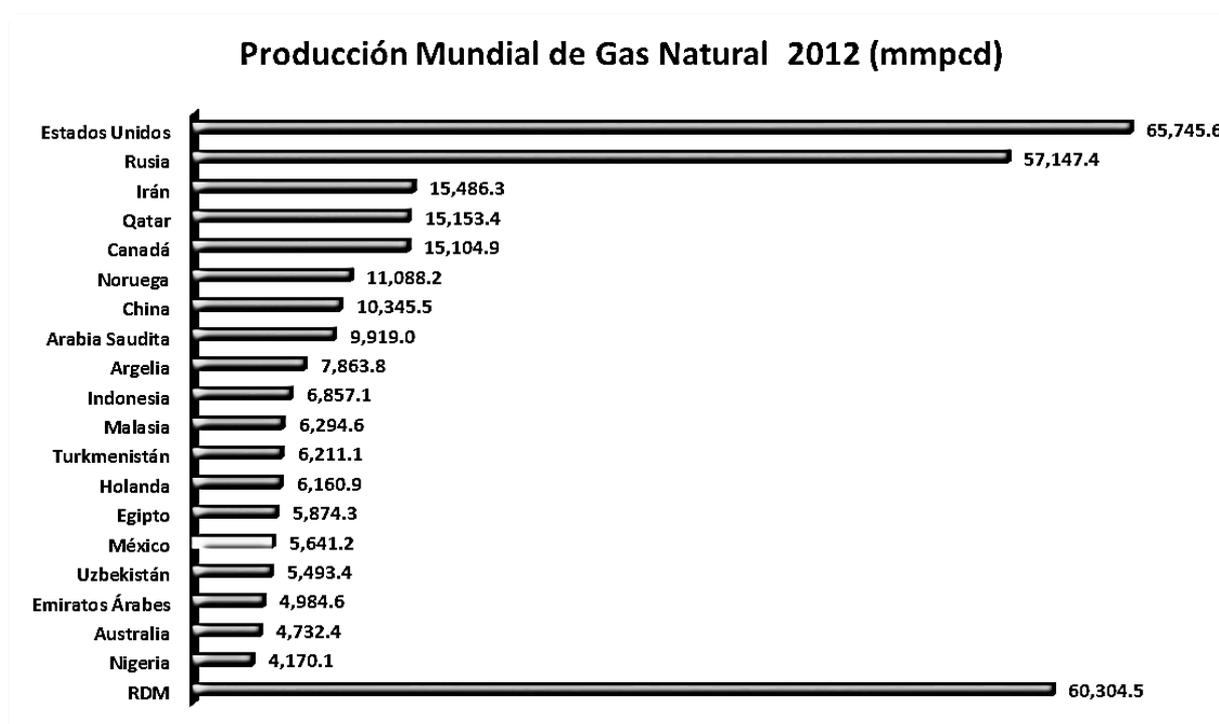
Gráfica 1.- Distribución Mundial de la Producción de gas natural a Nivel Mundial. Millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

Fuente: SENER 2013.

Rusia incrementará su producción explotando la parte Este de su país, y las regiones cercanas al Ártico. Por otro lado, Estados Unidos se encargará de aumentar su producción basándose en sus recursos de lutitas.

Estados Unidos ha comenzado a realizar proyectos de exportación debido al comportamiento creciente de la producción de gas natural dentro de sus límites territoriales. Otra razón por la cual están invirtiendo en proyectos de esta índole es por un superávit del mercado esperado a mediano plazo. En contraparte, el consumo aumentará en 1.7% de acuerdo al estudio *International Energy Outlook 2013*.

En cuanto a nuestro país, México ocupa el lugar número 15 en el *ranking* mundial de productores de gas natural, como se puede ver en la Gráfica 2, produciendo 5,641 millones de pies cúbicos por día.



Gráfica 2.- Producción de gas natural a Nivel Mundial (mmpcd).

Fuente: SENER 2013.

Exportación

El país que exportó la mayor cantidad de gas natural en el 2012 fue Rusia, alcanzando los 19,368 mmpcd. Solamente el 7.4% de esta cantidad corresponde a gas natural licuado (GNL), haciendo que el método más utilizado sea la exportación por ductos. En contraparte, Qatar fue el líder en la exportación de gas natural licuado, logrando el transporte del 32% del total de mmpcd a todas las regiones del mundo.

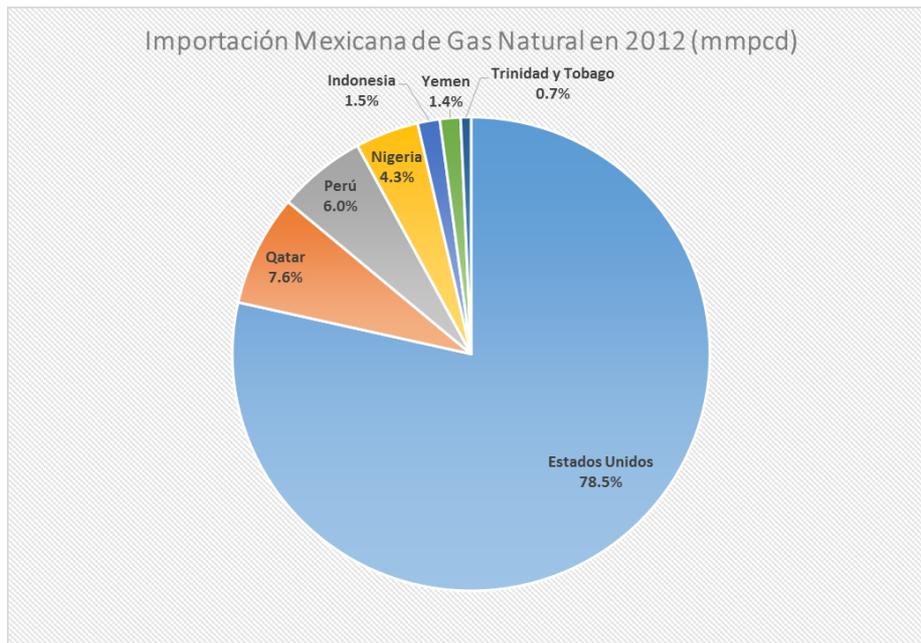
No solamente entran en juego la oferta y la demanda en el comportamiento de las exportaciones a nivel mundial. En todo el mundo, la infraestructura de exportación está compuesta de 19 plantas de licuefacción ubicadas en 18 países diferentes. Tomando como ejemplo el caso de Australia y Libia: en Australia, la situación político-social permitió que se abriera la tercera planta de licuefacción (Pluto) en dicha Nación, mientras que en Libia cesó operaciones la terminal Marsa-El-Brega debido a disturbios causados por la guerra civil nacional.

Importación

En Norteamérica, las importaciones en los países anglosajones presentaron una baja sustancial. Estados Unidos redujo sus importaciones un 50.6%, mientras que Canadá lo hizo en un 45.9% contra el 2011. En México no sucedió este fenómeno, dado que al ser un país meramente importador de gas natural, es improbable una reducción de la mitad año contra año.

Consecuentemente, Asia Pacífico importó el 69% del total de importaciones en el año 2012 de (GNL). Esto se debe en gran parte a que el mercado japonés ha exigido año con año cantidades mayores de GNL, incluso desviándolo de otros mercados.

México tiene una estrecha relación con diversos países concerniente a la importación de gas natural. Como hemos mencionado repetidamente, la deficiente infraestructura para la producción y autoconsumo han orillado a nuestra Nación a ser un país meramente importador. Como muestra la gráfica anterior, el 78.5% del gas importado proviene de Estados Unidos por medio de ductos, mientras que el restante 21.5% son importaciones de GNL. En el 2012, se importaron 2, 130 millones de pies cúbicos diarios distribuidos de la siguiente manera observada en la Gráfica 3:



Gráfica 3.- Importación Mexicana de gas natural en 2012 mmpcd.

Fuente: SENER 2013.

Oferta y Demanda

Por el lado de la demanda internacional, entendiendo la relación directa que tiene con el consumo se puede comprobar que los comportamientos de ambos fenómenos son sumamente similares. A pesar de notarse un crecimiento del 2.2% año con año del 2011 al 2012; gracias a la solidez y evolución del mercado global, en las regiones de Medio Oriente y Europa la demanda disminuyó un 2.3%. El caso contrario sucedió en Norteamérica y Asia-Pacífico, donde los jugadores más importantes internacionalmente fueron China y Estados Unidos contribuyendo con más de la mitad de la demanda mundial.

Por el lado de la oferta, fueron Estados Unidos y Noruega los países que reflejaron el mayor crecimiento. Gracias a economías saludables e infraestructura sólida lograron conjuntamente la cantidad de 4, 245 mmpcd en 2012.

Reservas

Al término del 2012 el volumen contabilizado de reservas en todo el mundo fue de 6,614 billones de pies cúbicos (bcp). La región que contribuye con el mayor

porcentaje de reservas es Medio Oriente con el 43%, donde Irán aporta el 18% (SENER, 2013), volviéndose así el país con el mayor volumen de reservas en todo el planeta.

A pesar de la grandeza de estos números, de 2011 a 2012 se redujeron las reservas un 0.3%, ya que Rusia sufrió disminuciones en sus reservas nacionales (SENER, 2013). Esto no quiere decir que la tendencia mundial se dirija hacia la reducción de las reservas, ya que se pronostica que para el 2040 los países externos a la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) produzcan alrededor de 343,000 mmpcd.

Estados Unidos sufrió una reducción en sus reservas del 3.8% comparándose con 2011 por dos importantes factores; uno es la baja drástica en el precio que se mencionará a continuación, y la otra razón es la disminución en la actividad de perforación en el país. En la Tabla 1 se pueden ver las reservas probadas mundiales.

Tabla 1.- Reservas Probadas de gas natural, 2012 (billones de pies cúbicos).

Ranking	País	Reserva (bpc)	Participación
1	Irán	1,187.3	18.0%
2	Rusia	1,162.5	17.6%
3	Qatar	885.1	13.4%
4	Turkmenistán	618.1	9.3%
5	Estados Unidos	300.0	4.5%
6	Arabia Saudita	290.8	4.4%
7	Emiratos Árabes	215.1	3.3%
8	Venezuela	196.4	3.0%
9	Nigeria	182.0	2.8%
10	Argelia	159.1	2.4%
11	Australia	132.8	2.0%
12	Irak	126.7	1.9%
13	China	109.3	1.7%
14	Indonesia	103.3	1.6%
15	Noruega	73.8	1.1%
35	México	12.7	0.2%
	Total Mundial	6,614.1	100.0%
	Países OCDE	658.4	10.0%
	Países Ex-URSS	5,955.70	90.0%

Fuente: SENER 2013.

Precio

El fenómeno más destacado que hemos observado sobre el precio del gas natural en los últimos años es indudablemente la baja histórica en los Estados Unidos en 2012. La costa Oeste llegó al valor de precio *spot* de 2.76 USD por cada millón de BTU. En los tópicos anteriores hemos profundizado en las razones de tal comportamiento, siendo fundamentalmente una oferta excesivamente alta. El precio *Henry Hub* de acuerdo a analistas expertos debería aumentar en el corto plazo 1.24 USD más para llegar a los 4.00 USD por millón de BTU. Este precio mostraría congruencia y alineación con los costos de producción de gas de lutitas, recurso del cual Estados Unidos tiene grandes reservas.

Es interesante observar como los precios energéticos de contratos indexados están sujetos al comportamiento del petróleo en diversas regiones del mundo. Enfocándose en Europa, el promedio del precio *spot* (precio transaccional inmediato) fue en promedio de 9.46 USD por millón de BTU, un 14% por debajo del precio indexado. Esto despierta varias interrogantes en la región sobre continuar o no utilizando el petróleo como la principal fuente de energía en contratos de más de un año. Es posible que a partir del 2013 más del 50% del gas vendido en Europa tenga su precio enlazado a la evolución de los centros de comercialización y distribución de gas natural y no del petróleo.

Una de las desventajas del análisis del comportamiento del precio del gas natural es que depende meramente de factores particulares y característicos de cada región, dificultando la existencia de un precio asociado a este recurso a nivel internacional. En Europa se puede determinar que el precio se encuentra en un rango entre *Henry Hub* y los altísimos precios de gas natural licuado en Asia. De estos últimos sabemos que la tendencia que ha presentado desde 1996 va de la mano con el comportamiento del precio del crudo. Otro factor que mantiene un precio tan alto en Asia es la importación de gas natural licuado que ha realizado la región, totalizando aproximadamente un 70% de todas las importaciones globales de este energético.

El precio *spot* de *Henry Hub* se verá incrementado por altos volúmenes de producción y las exportaciones de gas natural. Existen muchos factores a

considerar para poder garantizar que el gas natural alcanzará un promedio de 7.83 USD por millón de BTU en el 2040, como lo son las tasas de recuperación del hidrocarburo y los índices de crecimiento macroeconómico. La tasa de crecimiento macroeconómico es directamente proporcional al consumo, lo que disminuye las reservas y aumenta costos operativos y de producción, disparando el precio final al consumidor.

Nacional

La demanda de gas natural fue en total 6,678 mmpcd en el 2012, teniendo una mayor participación en el sector eléctrico, seguido por el petrolero y el industrial.

Las reservas totales crecieron a 545,000,000 mmpc para inicios del 2013, pero hay que tener en cuenta que solo 17,075,000 mmpc son las reservas comprobadas del país; siendo la región Norte la más abundante y seguida de la Marina Suroeste y la del Sur. Se logró extraer cerca de 6,500 mmpcd que mostró un decrecimiento del 3.2%. Esto fue debido a que las actividades de perforación disminuyeron en la zona de Burgos¹ y Veracruz. Las importaciones aumentaron en 21.7% con respecto al 2011, debido a la disminución de la producción nacional.

Demanda

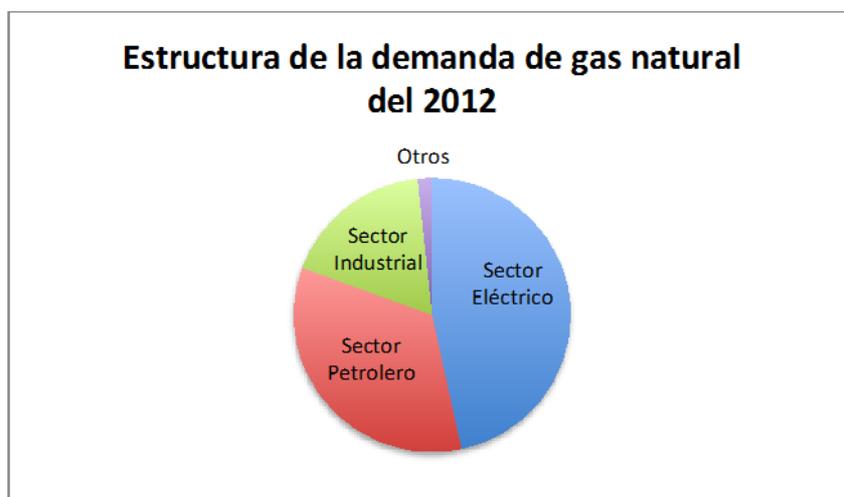
Vamos a enfocarnos en tres sectores que tienen una mayor participación en el mercado nacional, siendo estos: Sector Eléctrico (público y privado), Sector Industrial y Sector Petrolero. La demanda de gas natural en México tuvo un incremento (como ya se había mencionado) de 6,678 mmpcd, que fue impulsado principalmente por los sectores industrial y petrolero. La demanda nacional de gas natural tuvo los siguientes porcentajes:

- Sector Eléctrico: 46.6%
- Sector Petrolero: 34%
- Sector Industrial: 17.7%
- Otros Sectores²: 1.7%

¹ Zona de Burgos en el Noreste del país justo con la frontera de los Estados Unidos.

² Sector residencial, Sector de servicios y Sector de autotransporte.

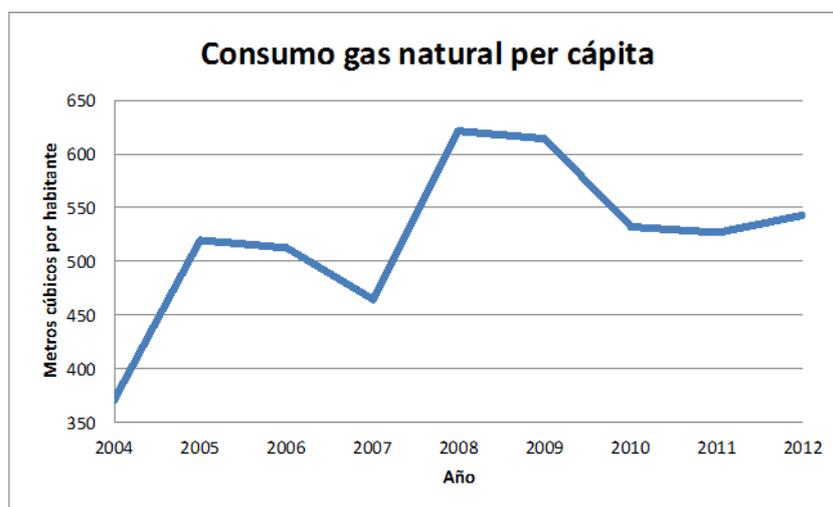
Se reflejan estos porcentajes en la Gráfica 4 a continuación:



Gráfica 4.- Estructura de la demanda de gas natural del 2012.

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2013.

En la Gráfica 5 se puede observar como por la crisis económica del 2007 al 2009 en Estados Unidos se mostró un decrecimiento en el consumo de gas natural per cápita en México. Esto es un claro ejemplo de la dependencia económica hacia los Estados Unidos.



Gráfica 5.- Consumo de GN per Cápita en Metros cúbicos por Habitante.

Fuente: CIA World Factbook.

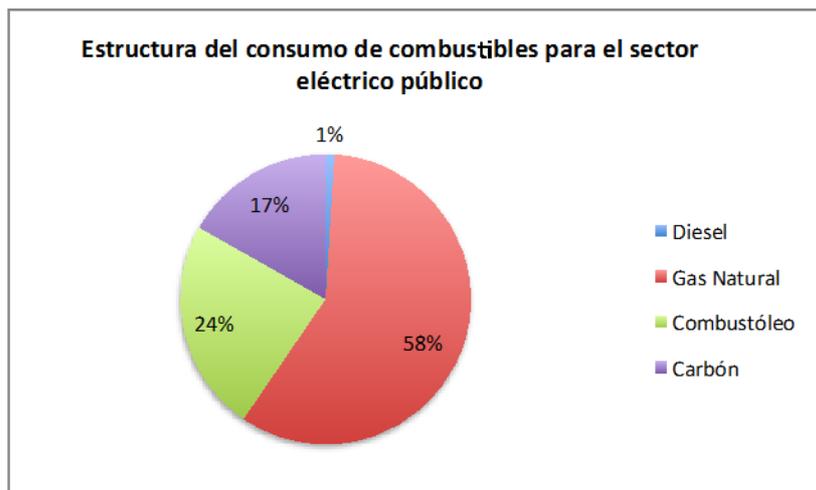
Sector Eléctrico

En la totalidad de combustibles en el sector eléctrico (público y privado), este tuvo un crecimiento ascendente de 5,319.9 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne) en el 2012. El gas natural tuvo un crecimiento de 23.1 mmpcd, el cual corresponde a un 0.7% más que en el 2011. El gas natural tiene una participación porcentual del 56.7% en el sector público y un 74.6% en el sector privado en la estructura de consumo de combustibles para el sector eléctrico. Esto modificó la capacidad instalada efectiva nacional mostrando un aumento en el 2012 con un total de 62,547 megawatts (MW).

Sector Eléctrico Público

En este sector, la capacidad efectiva instalada está compuesta por la generación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y centrales construidas por los Productores Independientes de Energía (PIE). Ésta última, aumentó notablemente durante el año 2012. El sector público tenía, al terminar el año, 53,114 MW.

La demanda nacional de diversos combustibles tales como el gas natural, el carbón, diésel y combustóleo aumentó a 4,600 mmpcdgne; que es un 3.2% mayor al 2011. A lo largo de los últimos años, el gas natural se ha convertido en la principal fuente de energía empleada por el sector eléctrico público. En 2011 representó 56.7% del total de los combustibles consumidos, como se muestra en la Gráfica 6. Es importante resaltar que el consumo de gas natural en México aumentó, en parte, a la disminución de los precios del energético. En lo que respecta al consumo del resto de los combustibles, el combustóleo con 1,101 mmpcdgne fue el segundo combustible en orden de importancia, no obstante su participación ha disminuido en los últimos años por restricciones ambientales y económicas que han afectado también a los demás combustibles.



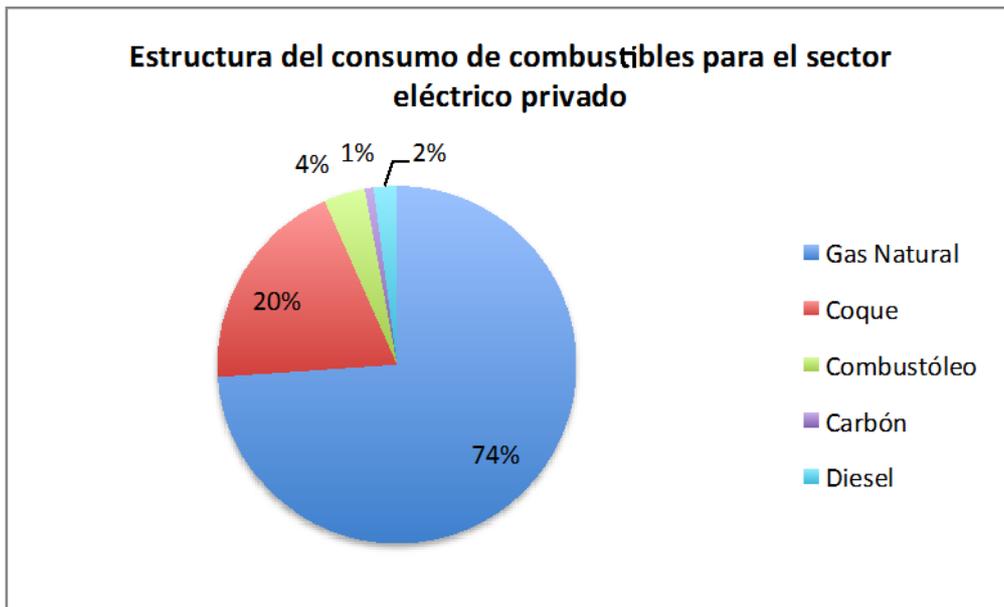
Gráfica 6.- Consumo de Combustible Sector Público.

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2013.

Sector Eléctrico Privado (autogeneración y exportación)

El sector eléctrico privado se integra por los rubros de autogeneración y exportación de electricidad. La autogeneración de energía eléctrica se refiere a las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción destinadas a satisfacer las necesidades propias de personas físicas o morales, o bien de los miembros de una sociedad particular mediante una central generadora propia. Por otro lado, la exportación de electricidad se refiere a la generación de energía eléctrica para consumo fuera del territorio nacional. El consumo del sector eléctrico fue un total de 501.8 mmpcdgne, del cual 73.9% fue de gas natural, seguido por el coque de petróleo con un 19.5%, representado en la Gráfica 7.

A finales del 2012, la demanda del sector eléctrico privado fue de 400 mmpcd aproximadamente.



Gráfica 7.- Consumo de Combustible Sector Privado.

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2013.

Sector Industrial

En 2012, la demanda industrial de combustibles creció 2.6% respecto a 2011, al totalizar 1,823.6 mmpcdgne, aproximadamente 469.8 miles de barriles diarios de gas L.P. equivalente (mbdglpe). En tanto que el consumo de gas natural en el sector fue de 1,181.1 mmpcd (304.3 mbdglpe), 4.6% superior al de 2011.

La disminución del precio del gas natural en los últimos años ha favorecido la preferencia del energético en el sector, respecto a otros combustibles. En 2012, el consumo de gas natural representó 64.8% del total de combustibles industriales, mientras que el gas L.P. representó 5.9%. El diésel aumentó dicha participación ubicándose en alrededor de 10.0%, en tanto que el coque de petróleo mantuvo una participación similar a la de 2011.

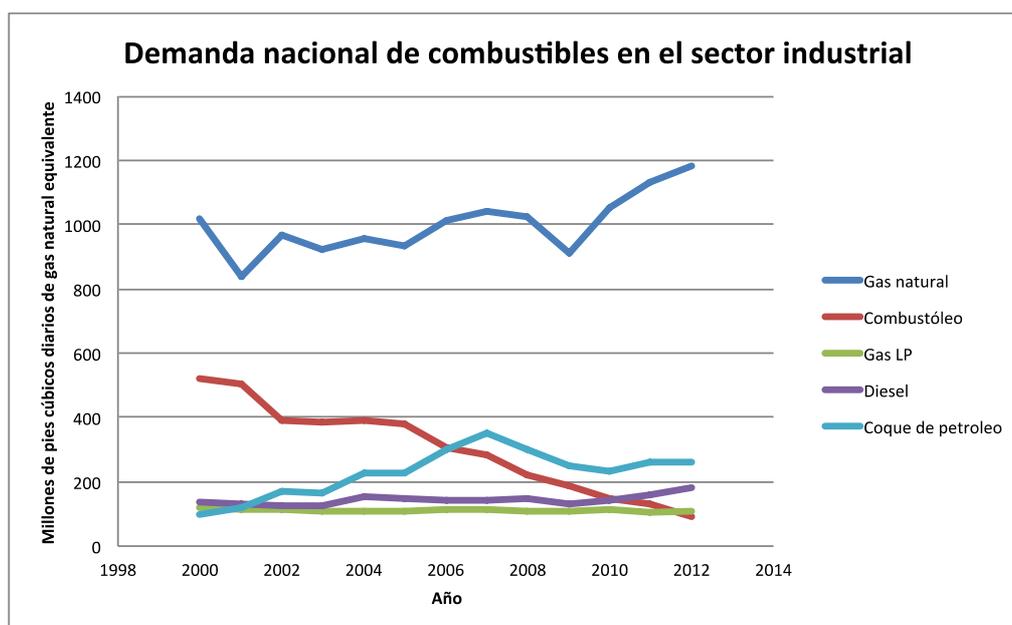
En la Tabla 2 se muestra la demanda nacional de combustibles del año 2000 al 2011, donde la participación del gas natural se ha mantenido por arriba del 50%.

Tabla 2.- Penetración del gas natural como combustible en el sector industrial.

Demanda nacional de combustibles en el sector industrial, 2000-2011 (Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)							
Año	Gas natural	Combustóleo	Gas LP	Diesel	Coque de petróleo	Total	Porcentaje gas natural
2000	1019.2	522.3	120.5	135.4	98.3	1895.7	54%
2001	838.5	503.2	111.7	129.3	119.6	1702.3	49%
2002	965.5	388.9	114.6	123.7	170.9	1763.6	55%
2003	924.1	387	106.8	126.6	164.2	1708.7	54%
2004	956.5	391.3	109.7	154	227.5	1839	52%
2005	935.2	379.2	109.8	145.4	229.7	1799.3	52%
2006	1014	305.3	115.5	141	302.3	1878.1	54%
2007	1040.1	285	112.9	143.7	349.6	1931.3	54%
2008	1026.6	222	107.4	147.6	303	1806.6	57%
2009	912.8	186.5	105.7	133.7	250.7	1589.4	57%
2010	1054.3	150.7	111.7	141.9	233.8	1692.4	62%
2011	1129.2	130.2	104.8	158.4	259.2	1781.8	63%
2012	1181.1	89.5	108.4	182	262.6	1823.6	65%

Fuente: SENER 2012.

En la Gráfica 8 se mostrará de manera ilustrativa la gran diferencia entre la demanda de gas natural contra otros combustibles utilizados a nivel nacional. Mientras el gas L.P., el diésel, el combustóleo y el coque de petróleo compiten entre sí sin siquiera llegar a una demanda de 600 mmpcdgne, el gas natural no se ha encontrado por debajo de esta cifra en más de diez años.



Gráfica 8.- Demanda de combustibles del sector industrial.

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2012.

Dentro de las ramas industriales, las industrias de alimentos, bebidas y tabaco son las que mayor crecimiento en la demanda presentaron en el periodo del 2000 al 2012, con un crecimiento anual compuesto del 3.27%. En la Tabla 3 podemos analizar el desglose de la demanda del sector industrial por categoría en el período del año 2000 al 2011.

Tabla 3.- Demanda de gas natural de ramas del sector industrial 2000-2011 (mmpcd).

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Industrias Básicas de metales	298.9	195.2	240.9	265.6	297.3	279.5	293.6	305.6	299.3	223.4	283.5	298.2
Química	160.3	138.8	155.2	125.8	117.5	115.9	127.1	131.7	132.3	135.2	148	158.6
Productos metálicos, maquinaria y equipo	91.8	84.4	105.8	96.8	103.2	103.4	106.9	111.2	106.3	95	117.2	130.6
Vidrios y productos de vidrio	91.8	77.9	101.9	91	93.6	95	105.6	111.1	116.6	104	110.7	118.8
Alimentos, Bebidas y Tabaco	82.2	67.5	77.2	79.3	82.6	89.1	92.3	95.9	96	102.9	109.7	117.1
Productos de minerales no metálicos	53.5	63.3	65.9	64.4	64.1	63.9	68.3	69.4	66.2	58.2	67.3	71.9
Papel y cartón	62.4	50.9	62	59.2	55.2	52.3	62.8	65.2	69.9	62.9	64	67.4
Textiles e industrias del cuero	29.8	25.1	31.4	32.3	32.4	30.4	33.9	35	34.4	34.4	37.9	39.4
Minería	22.4	21.1	22.2	24	23.6	23.8	23.8	22.4	20.3	17.5	22.2	23.5
Cerveza y malta	26.5	17.1	19	16.4	15.9	15.3	18.9	16.6	17.7	15.8	16.2	18.6
Cemento	28.6	22.7	23.5	19.6	16.5	13	18.1	10.7	8.7	11.7	12.6	12
Otros	71	74.5	60.3	49.4	54.7	53.6	61.6	65.3	59	51.9	65.1	73

Fuente: SENER 2012.

Sector Petrolero

El consumo de gas natural en el sector petrolero se ubicó en 2,273.1 mmpcd en 2012, 4.0% más que el consumo de 2011. Dentro de la demanda nacional de gas natural, el sector petrolero fue el segundo más importante, dado que representó el 34.0% de la demanda.

En la industria petrolera, uno de los usos más importantes del gas natural es la recirculación (ayuda mecánica para la extracción del crudo). El gas es inyectado al pozo, con la finalidad de mantener la presión y asegurar la producción futura de crudo (común en pozos maduros). Este uso representa 20% de la demanda nacional de gas natural; otros usos del gas natural en el sector petrolero incluyen el de combustible para múltiples procesos y el de materia prima.

En la Tabla 4 se puede notar la tendencia del consumo en el sector petrolero desglosado por actividad. El mayor crecimiento en consumo en el período en cuestión fue en Exploración y Producción, con un 273% comparando el año 2011 contra el 2000.

Tabla 4.- Consumo del gas natural del sector petrolero 2000- 2011 (mmpcd).

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Exploración y producción	442	505	500	515	593	692	744	884	946	987	1216	1209
Refinación	207	230	238	270	272	276	281	284	308	301	338	334
Gas y petroquímica básica	264	258	256	252	255	251	263	268	288	291	289	292
Petroquímica	373	316	295	285	295	264	292	323	344	318	320	320
Recirculaciones internas	930	967	999	1104	1203	1350	1436	1422	1383	1524	1509	1442

Fuente: SENER 2012.

Demanda Regional

Con base en las regiones del país según su demanda, estas están separadas de la siguiente manera y con las siguientes características:

- Región Noroeste: el sector eléctrico representa el mayor crecimiento en esta zona con más del 90% del consumo regional. La mayoría de la oferta de gas natural vino de los ductos provenientes de Estados Unidos.
- Región Noreste: el consumo de gas natural más importante de la República se da en esta zona y va principalmente al sector industrial. A su vez, el sector energético tuvo la demanda más grande del país consumiendo un volumen de 1,150 mmpcd. La mayoría del consumo de esta región provino de la importación a través de ductos desde los Estados Unidos.
- Región Centro-Occidente: esta zona cubre sus necesidades en el sector energético con el gas natural que viene desde la zona Noreste y Sureste del país. También se utilizan las importaciones de GNL para la demanda del sector eléctrico y sector industrial.
- Región Centro: esta zona se abastece a partir de las regiones a donde llegan los ductos principales de gas natural y de GNL. Es de las zonas con menos impacto en el consumo de gas natural.
- Región Sureste: la producción y demanda de esta zona son las de mayor volumen en el país. La extracción y el procesamiento son elaborados por PEMEX Exploración y Producción (PEP) y PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB). En esta zona se consume el 37% de la demanda nacional, siendo el sector petrolero el más demandante de la zona. Desde esta región sale la mayoría del volumen enviado a la región Centro y región Centro-Occidente.

Podemos ver en la Ilustración 1 la Red Nacional de Gasoductos y distribución de las estaciones de compresión de gas natural a 2012. Podemos ver la gran diferencia entre los ductos de la PGBR y ductos privados, centrándose más en el este del país.

Gasoductos y distribución de las estaciones de compresión de gas natural a 2012



Ilustración 1.- Red Nacional de Gasoductos y estaciones de Compresión.

Fuente: SENER 2013.

Oferta Nacional

Distribución de las reservas

Las reservas restantes totales de gas natural a principios del 2013 fueron de 63, 229.4 mmpc. La mayoría de estas reservas corresponde a gas asociado, ya que la mayoría de los yacimientos en el país son de aceite y corresponden al 70.2% del volumen total. Petróleos Mexicanos (PEMEX) identificó la zona de Burgos, al Noreste del país, como la mayor reserva de gas de esquistos en México. Esta zona contiene dos tercios del gas de esquisto supuestamente recuperable. Burgos se encuentra formada, en parte (por la formación rocosa de *Eagle Ford*³), que es una formación en Texas que ha sido una fuente prolífica de gas de esquisto para los estadounidenses.

En la Ilustración 2 se muestran en un mapa las reservas mencionadas anteriormente de gas no convencional en el Noreste del país.

³ Formación de rocas sedimentarias del Cretácico Tardío que subyace gran parte en el sur de Texas, Estados Unidos.

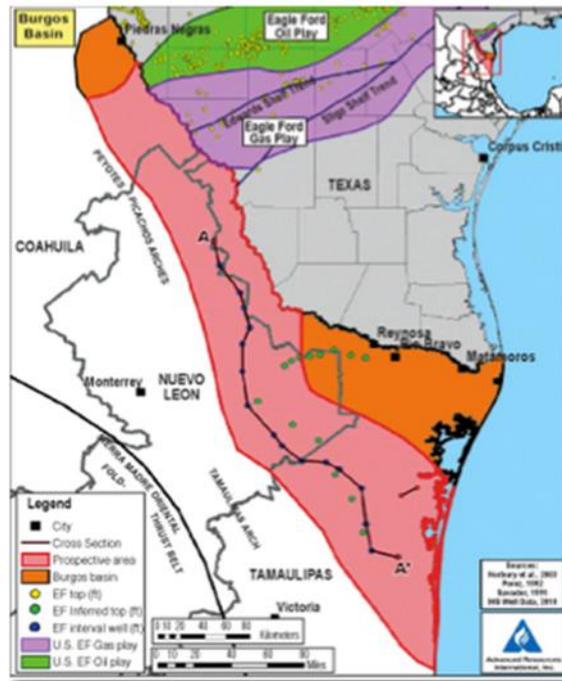


Ilustración 2.- Reservas de gas poco convencional en México.

Fuente: Barrueta.

Extracción del Gas Natural

La producción de gas natural fue de 6,385 mmpcd, 3.2% menos que en el 2011. Esto se debió a que hubo una reducción en la extracción en la zona Noreste, en donde hubo menos perforación en los pozos de Burgos y Veracruz. También afectan los bajos precios del gas, que en consecuencia disminuyen la rentabilidad a los proyectos de extracción de gas asociado.

Procesamiento del Gas Natural

México sólo logró procesar 4,382 mmpcd, ya que hubo una menor producción de gas natural en la zona Norte (Burgos y Veracruz). Es importante saber que el volumen producido por PGPB (un total de 4,603 mmpcd) es el gas natural comercializado en el mercado interno y para los insumos de las subsidiarias de PEMEX.

Exploración

La exploración de gas de esquisto requiere una inversión significativa, de aproximadamente 33 mil millones de dólares (en el caso de Estados Unidos en el 2010) y elevándose a 49 mil millones de dólares para el 2015. Las inversiones en bienes de capital (CAPEX) de PEMEX para la exploración de gas de esquisto

son de 2.3 mil millones de dólares. PEMEX estima que se necesitan miles de pozos para explotar los recursos que brinda el gas de esquisto. En Estados Unidos, esta inversión está dada por muchas empresas a diferencia de una, como es el caso de México con PEMEX.

En términos relativos, el gas de esquisto no es tan rentable como el petróleo para PEMEX. Los costos marginales de extracción de petróleo para PEMEX son mínimos. PEMEX, sujeto a la reforma energética del sexenio pasado, no exploró las reservas de gas de esquisto en cantidades significativas, prefiriendo enfocarse a las abundantes oportunidades del petróleo.

Comercio Exterior

El país tiene un modelo de importación para satisfacer las necesidades totales de la nación. El volumen de dichas importaciones en el 2012 alcanzó 2,130 mmpcd, lo que representa un crecimiento del 21.7% contra el 2011. La demanda del país ha ido aumentando y cada vez hay menos disponibilidad del hidrocarburo. Consecuentemente se ha disminuido la producción de gas natural y se está importando tres veces más volumen que hace diez años. En el 2012 el 78.5% de las importaciones se hicieron a través de ductos que provienen de los Estados Unidos; el restante 21.5% son importaciones de GNL hechas vía marítima de otros países. Sabiendo que la mayoría del gas natural es importado por los Estados Unidos, es importante notar que el 74% procede de Texas, el 18% de California y el 7.5% de Arizona. Éste gas fue transportado por gasoductos en 18 puntos de la frontera entre Estados Unidos y México, de los cuales 11 pertenecen al Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI). En el caso del GNL el 72% entra por Altamira, el 20.8% por Manzanillo y el resto por Ensenada. Estas importaciones fueron un total de 52 cargamentos provenientes de Qatar, Perú, Nigeria, entre otros. En la Gráfica 9 se muestra el predominio de países asiáticos y africanos en la importación de gas natural, siendo Perú la excepción a la regla en segundo lugar con el 28%.



Gráfica 9.- Importaciones de GNL por país de origen en el 2012 (participación porcentual).

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2013.

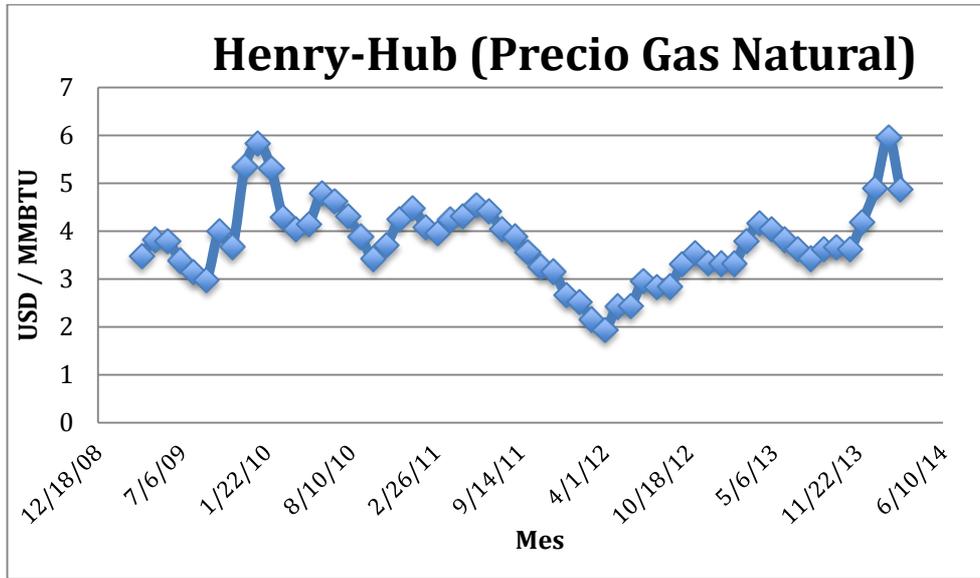
Precios al Público

El precio promedio para referencia de gas natural fue de \$2.63 US por millón de BTU en el 2012, que fue menor al promedio del 2011. Algunos factores que influyeron en la baja de precios en el 2012 fueron los siguientes:

- Estados Unidos tuvo una mayor productividad de gas natural. (4.7% mayor al de año 2011).
- Estados Unidos presentó una demanda menor que el de la producción. Se impulsó en el sector eléctrico, pero a causa de un invierno más caluroso a lo habitual se disminuyó en el sector comercial y residencial.
- Estados Unidos importó menos gas natural gracias a su producción interna.
- La producción de gas natural de Estados Unidos provocó altos niveles de inventario, se logró disminuir a partir del segundo semestre pero no bastó para el gasto del país.

A continuación, se muestra en la gráfica 10 la evolución del precio al público de gas natural, donde es notoria la baja de precio del 2012.

Evolución del precio del gas natural



Gráfica 10.- Datos históricos de precios de MMBTU de gas natural (Índice Henry Hub).

Fuente: Elaboración propia con base en Index Mundi 2008-2014.

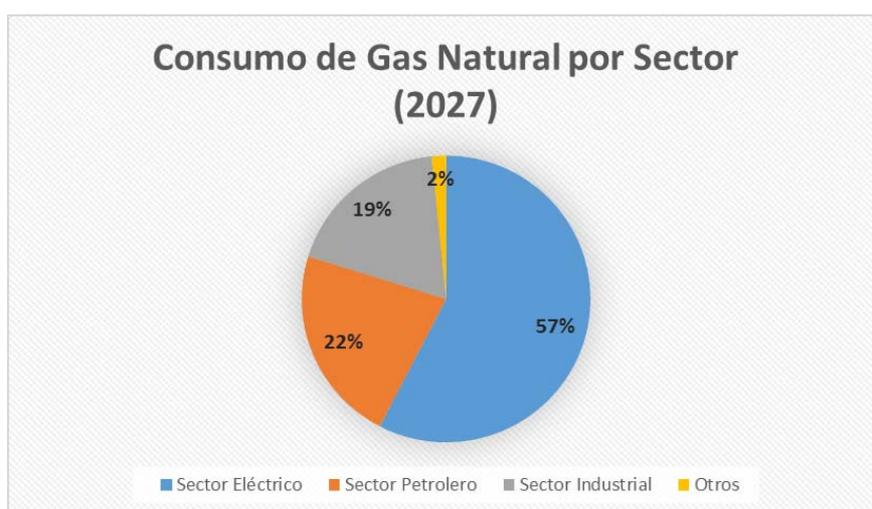
En Reynosa el precio promedio fue de \$2.69 USD por millón de BTU que fue un decremento de 30.3% con respecto al 2011. Los precios estimados por diferentes distribuidoras para los diferentes sectores promediaron en \$7.01 USD debido al comportamiento del mercado.

Prospectiva de Gas Natural 2013-2027 (SENER)

La prospectiva de gas natural del 2013 al 2027 considera que diversos factores son responsables por la correcta ejecución, comportamiento y evolución de la misma. Principalmente se focaliza en el desarrollo de la economía y en la evolución de su precio a lo largo de este periodo, comparándose con otros hidrocarburos utilizados en los diferentes sectores. Es importante destacar que para el ejercicio de planeación propuesto por la SENER se considera un crecimiento promedio al año de 3.7% en el Producto Interno Bruto. Hablando del precio, encontraríamos un valor intermedio entre los altos valores que se registran en Asia y la baja histórica del 2012 en Estados Unidos, previendo un promedio de 7.00 USD por millón de BTU durante este periodo.

Otro factor que se debe tener presente en todo momento es la demanda. El progreso esperado en distribución, infraestructura y transporte del hidrocarburo tendrán roles fundamentales y críticos en el comportamiento de la misma, esperando una mayor disponibilidad y acceso al energético. Esto aumentará considerablemente el mercado nacional, previendo así un incremento en la demanda 4,746.5 mmpcd para el 2027, o lo que es equivalente al 3.6% por año.

En la Gráfica 11 se ilustra la participación de cada sector en el consumo para el año 2027, donde predomina el Sector Eléctrico.



Gráfica 11.- Proyección del Consumo por Sector de gas natural en el 2027.

Fuente: SENER 2013.

Sector Eléctrico

Hablando en términos generales, la participación del gas natural en el sector eléctrico aumentará un 27% (del 56.7% al 83.7%) en 2027. Al ser el sector con mayor consumo, el comportamiento de su demanda es directamente proporcional. El crecimiento esperado en este fenómeno mercantil para el sector eléctrico está previsto aproximadamente en 5.1% año con año en el periodo limitado por la prospectiva, alcanzando los 6,582.1 mmpcd al final del proyecto. Esta cantidad puede desglosarse considerando si el servicio es público o privado, y aquí se estima que la demanda sea en mayor parte por el servicio público (93.1%) contra el privado (6.9%). Para determinar la demanda de los sectores energéticos públicos y privados, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones como principales:

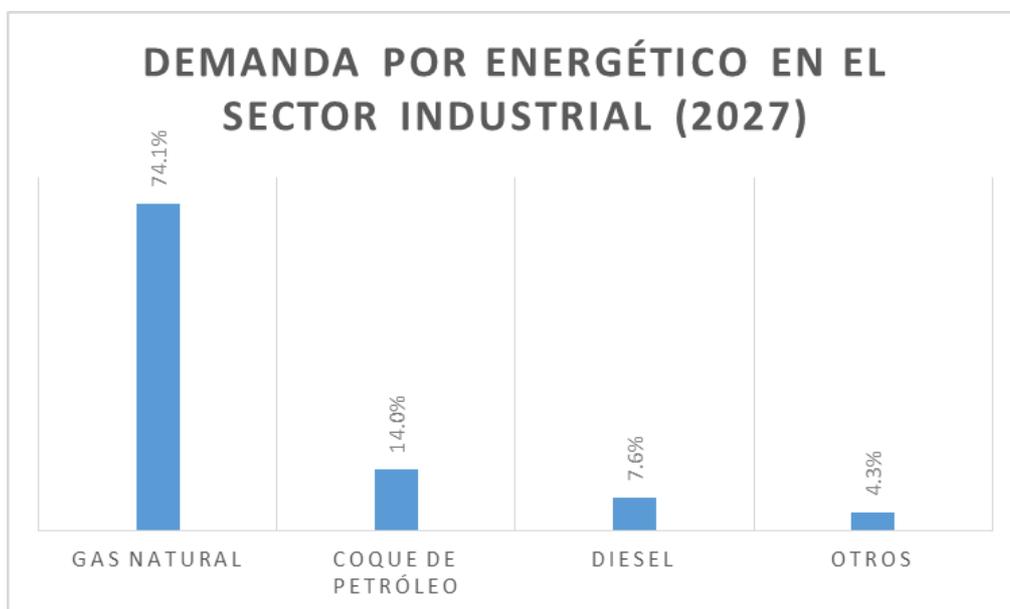
- Sector Público
 - Eficiencia térmica de las plantas.
 - Precio de los combustibles.
 - Valores mínimos operativos.
 - Normatividad ambiental aplicable.

- Sector Privado
 - Suma de los consumos entre permisionarios en operación y los que estén por iniciar obras o en construcción.
 - Autoabastecimiento.
 - Cogeneración.
 - Exportación de electricidad.
 - Usos propios continuos.

Sector Industrial

En el sector industrial se pronostica un aumento del PIB del 4.2% por año, lo que afectará directamente en el consumo de hidrocarburos. Esto incide directamente en la demanda de gas natural en el periodo de la prospectiva, aumentando un 9.3%.

En la Gráfica 12 se observa que la demanda continuará siendo dominada por el gas natural en el 2027 contra los demás combustibles. En este desglose el sector industrial corresponde a un 18.6%.



Gráfica 12.- Demanda por energético en el Sector Industrial en el 2027.

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2013.

Se consideran los siguientes dos tipos de demanda en el análisis del sector industrial:

- Demanda tendencial.- Compuesta del análisis de tasas de crecimiento económicos y los posibles escenarios que pueden tomar los precios de los combustibles.
- Demanda no tendencial.- Toma en cuenta la evolución de la distribución, nuevos proyectos, transporte e infraestructura, y la venta del gas natural comprimido.

Sector Petrolero

El 92.4% de la demanda de combustibles en el sector petrolero será atribuido al gas natural al final del periodo. Le seguirá el diésel con 4.6% denotando una diferencia abismal entre el primer lugar y el segundo.

Por otra parte, los jugadores más importantes en el consumo de gas natural en este sector serán PEMEX Exploración y Producción (PEP) y PEMEX Refinación (PR), que contribuirán en la demanda con 1,758.8 mmpcd al final del periodo,

que significa un .07% de crecimiento anual.

Demanda Regional y Estatal

Región Noroeste

El sector eléctrico será el principal promotor del consumo de gas natural en esta región, principalmente como servicio público. A pesar de esto, el consumo del energético será el menor a comparación con las demás regiones del territorio mexicano, alcanzando en términos absolutos nada más 1,226 mmpcd.

Región Noreste

Esta región obtendrá las mayores cantidades de importación en 2027 por la cercanía a los Estados Unidos, principal exportador de gas natural a nuestro territorio. Se importarán en total 2,550.5 mmpcd, donde el 99.2% será por ductos, y el resto GNL. Estas cifras corroboran que esta región será una de las más altas en el incremento de la demanda, justo por debajo de la región Centro-Occidente.

Región Centro-Occidente

Caracterizada por tener en su pronóstico el mayor crecimiento en la demanda, acumulando 1,526.9 mmpcd en el periodo analizado en la prospectiva. Este incremento se le puede atribuir al consumo del sector eléctrico en esta región que ocupará el 69.1% del total, mientras que el sector industrial representará solamente el 24.6%. Los estados responsables de este aumento en la demanda serán San Luis Potosí, Colima, Aguascalientes y Guanajuato. El consumo aumentará en promedio un 7.7% año con año en el periodo analizado.

Región Centro

El consumo se concentrará en los sectores industrial y energético. El sector industrial participará con el 27.1%, muy por debajo una vez más del sector energético que contribuirá con el 52.2%. El crecimiento promedio en total será de 5.7%, alcanzando la cantidad de 1,740.6 mmpcd en 2027.

Región Sur-Sureste

El consumo no aumentará en proporciones tan altas como las demás regiones (solamente un 1% en promedio al año), en gran parte por la reducción de la participación del sector petrolero en el consumo del hidrocarburo. Se espera una

disminución del 77.4% al 64.6% en esta rama para el 2027.

Caso contrario sucederá con la producción, que incluso transportará a otras regiones el 28% de mmpcd esperados en 2027.

Producción Nacional de Gas Natural

El análisis y elaboración de la prospectiva de la SENER considera dos etapas para el cálculo de la oferta de gas natural. Primeramente, PEMEX Exploración y Producción integrará un portafolio y cartera de proyectos, los cuales se basarán en las oportunidades de exploración y explotación de las reservas. Al estimarse la extracción de gas natural, un porcentaje de esta cantidad se destinará a PEMEX Gas y Petroquímica Básica para el procesamiento y distribución por ductos en el periodo establecido del 2013 al 2017.

PEMEX Exploración y Producción

El factor más importante a considerar en la producción es el crecimiento estimado de la inversión destinada a desarrollo, explotación y exploración de gas natural. Se promedia un 2.5% de crecimiento en este periodo. El portafolio podría ampliarse con proyectos de exploración de gas natural no asociado si PEMEX reestructura internamente las áreas encargadas de estas actividades. A pesar de todo esto, podría no ser el momento oportuno para la exploración de gas no asociado, a causa de la baja rentabilidad del mismo (precios bajos).

En el 2015, se comenzará la extracción del hidrocarburo en cuestión en aguas profundas.

En la región Suroeste, se pronostica la mayor participación en proyectos que involucren la obtención de gas natural en aguas profundas, contribuyendo con el 26.8% de la participación total, o lo que serían 1,834.3 mmpcd. Esto denotaría un crecimiento al año en promedio del 2.4%.

En el Norte, PEMEX tiene los activos del proyecto de aceite terciario del Golfo (ATG). Consecuentemente, Burgos, Poza Rica, Altamira y Veracruz aumentarán un 3.9% la producción en 2027 (51.6% de participación en todo el territorio nacional).

PEMEX Gas y Petroquímica Básica

Sabiendo la cantidad de gas que se producirá en el país se considera cierta porción para utilizarse en las operaciones petroquímicas. Este resultado nos da la cantidad de gas natural que se tendrá disponible para el procesamiento y transporte. Por lo que se espera una oferta de gas seco de PGPB de 5,567.2 mmpcd en el 2027, que corresponde a un crecimiento promedio anual de 1.3%. La mayor parte del gas producido será procesado en Poza Rica, Burgos, Cactus y Nuevo PEMEX.

Gasoductos

La infraestructura de transporte del gas natural necesitará presentar un mayor acervo y penetración en el país. La PGPB y la CFE colaborarán juntos para crear planes al suministro de gas natural en el país, implementando proyectos a diferentes plazos para lograr estas metas. En el corto plazo se incrementará la importación de gas natural licuado por puertos ya funcionales como Manzanillo y Altamira. En el mediano plazo, se planea aumentar la capacidad de transporte en los gasoductos que pasan desde el sur de los Estados Unidos a la región de Tamaulipas. Se tendría que construir una estación de compresión en Altamira. A largo plazo, se planean desarrollar cinco gasoductos (Ramones Fase I, Ramones Fase II Norte, Ramones Fase II Sur, Agua Dulce-Frontera y Tucson-Sásabe), y se tendría que construir una estación de compresión en Soto la Marina. (SENER, 2013). En la siguiente ilustración se muestran los proyectos propuestos por la SENER para el año 2027.

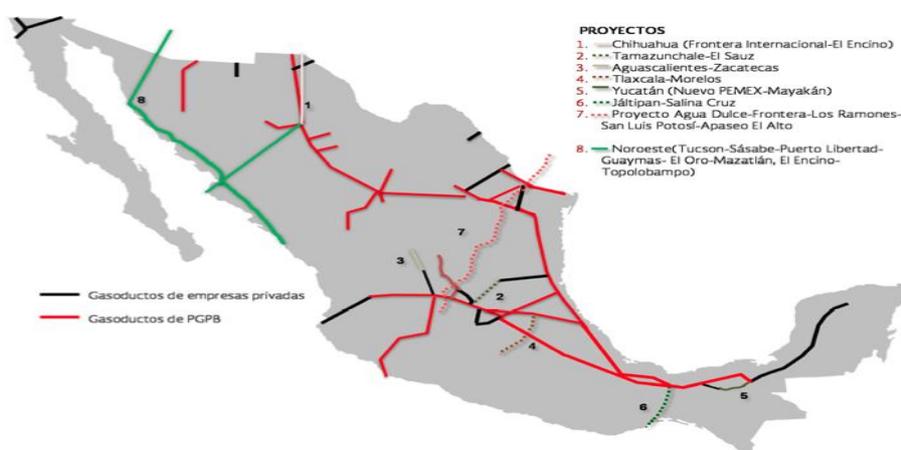


Ilustración 3.- Nueva red de Gasoductos (2027).

Fuente: SENER 2013.

Transporte vehicular

Para poder transportar el gas natural a ciudades o regiones alejadas de la red de gasoductos, la SENER ha concedido seis permisos de transporte de Gas Natural Comprimido (GNC). Esto es posible gracias a la distribución por medio de auto-tanques.

Entre los estados en los que se opera este medio de transporte se encuentran Michoacán, Morelos, Zacatecas, Guanajuato, Jalisco y el Estado de México. Hay 6 empresas diferentes con estos permisos que tienen una extensión de 9 años.

Comercio Exterior

En la prospectiva del 2012 al 2027 se espera un crecimiento promedio de la demanda de 3.6% anual; mientras que el crecimiento promedio de la producción será de sólo 1.3% anual. Esto significa que la diferencia entre producción y demanda del 2012 al 2027 será casi 3 veces mayor. La diferencia al 2012 es de 2,075.4 mmpcd y se prevé que en el 2027 será de 5,857.7 mmpcd.

Para estos fines, las importaciones por gasoductos desde Estados Unidos representarán 83% del total del gas importado en el 2027, mientras que la importación de GNL será del restante 17%. Las importaciones desde los Estados Unidos tienen mucho menor costo por lo cual son económicamente más atractivas. Por lo tanto, creando una infraestructura adecuada en México para poder importar más desde los Estados Unidos, causará un aumento en las importaciones por ducto.

Prospectiva de Gas Natural 2013-2027

Para esta prospectiva se tomará en cuenta la demanda de gas natural por sector del país y se hará una predicción suponiendo un comportamiento tendencial con base a la demanda de cada sector. Se tomará un total (sin importar el sector) para poder comprender si es posible abastecer la demanda del país con las reservas comprobadas.

Este pronóstico toma datos a partir del año 2000 para poder tener suficientes datos históricos y lograr elaborar una proyección confiable hasta el 2027. Existen muchos factores a considerar al realizar un análisis de esta magnitud, sobre todo de interés político. Omitiremos esta clase de factores para fines prácticos y evitar desviaciones en la tendencia fuera de nuestro control. La técnica para hacer este pronóstico se encuentra explicada en el Anexo I. A continuación se explicará la metodología mediante la cual se elaboró la proyección de la demanda de gas natural por sector.

Metodología

Se utilizarán los datos históricos de la demanda nacional de gas natural del Sector Energético Público, los cuales se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5.- Datos históricos de gas natural del Sector Energético Público.

Año	Periodo	Datos
2000	1	896.9
2001	2	1076.6
2002	3	1379.4
2003	4	1590.6
2004	5	1738.4
2005	6	1679.7
2006	7	2021.3
2007	8	2278.4
2008	9	2404.4
2009	10	2550.4
2010	11	2570.2
2011	12	2717.4

Fuente: SENER 2013

Para hacer el pronóstico se utilizará el método cuantitativo de doble suavizado exponencial, el cual suaviza tanto la demanda como la tendencia.

Se deberá tomar en cuenta el promedio de la demanda y la tendencia para el estimado inicial.

Tabla 6.- Estimados iniciales para el método de doble suavizado exponencial.

Estimado Inicial	
Promedio=	1908.641667
Tendencia=	166.7674825

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2013.

Esto fue usando las fórmulas de Promedio de los datos deseados y la pendiente de los datos deseados contra los periodos correspondientes.

Cuando se tenga esta información se llenará la Tabla 7:

Tabla 7.- Columnas necesarias para la programación del método.

Año	Periodo	Datos	Última tendencia	Tendencia Estimada	Pronóstico Suavizado Exponencial	Error del pronóstico
-----	---------	-------	------------------	--------------------	----------------------------------	----------------------

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2013.

Para llenar adecuadamente esta tabla se usan las fórmulas presentadas en el Anexo I, para fines de entendimiento se presentarán las fórmulas según los títulos presentados en la tabla anterior.

En la primera parte (del año 2000 al 2011) que son los datos que obtuvimos del documento de la SENER se usaran las siguientes fórmulas:

1. Las columnas de Año, Periodo y Datos ya las tenemos.
2. Para la columna de Última tendencia = $\alpha * (Datos_{del\ año\ anterior} - Promedio) + (1 - \alpha)(Pronóstico\ suavizado\ exponencial_{del\ año\ anterior} - promedio)$
3. Para la columna de Tendencia estimada = $\beta * Última\ tendencia + (1 - \beta)(Tendencia\ estimada_{del\ año\ anterior})$
4. Para la columna de Pronóstico Suavizado Exponencial
 $= \alpha * (Datos_{del\ año\ anterior}) + (1 - \alpha) (Pronóstico\ suavizado\ exponencial_{del\ año\ anterior} - Tendencia\ estimada)$
5. Para la columna de Error en el pronóstico = $Absoluto (Datos - Pronóstico\ Suavizado\ Exponencial)$

Una vez que se tiene la información con los datos históricos en la página programada, se va a seguir la misma metodología pero ahora se tomará como dato histórico el último valor arrojado por la columna de Pronóstico Suavizado Exponencial. Esto se puede hacer por el número de periodos que se desee.

- Para determinar el coeficiente α se tiene que tomar en cuenta lo siguiente:
 - $0.7 < \alpha < 1$ cuando el producto está en proceso de cambio.
 - $0.4 < \alpha < 0.7$ cuando la demanda es ligeramente inestable.
 - $0.0 < \alpha < 0.4$ cuando existe estabilidad en la demanda.
- Para determinar el coeficiente β se tiene que tomar en cuenta lo siguiente:
 - $0.7 < \alpha < 1$ cuando la tendencia tiene un crecimiento cambiante
 - $0.4 < \alpha < 0.7$ cuando la tendencia es ligeramente inestable.
 - $0.0 < \alpha < 0.4$ cuando hay un crecimiento estable.

Por lo que moviendo los coeficientes para obtener la Desviación Media Absoluta (MAD por sus siglas en inglés) más baja y, considerando que la demanda es cambiante pero la tendencia es estable, se tienen los siguientes coeficientes, presentados en la Tabla 8:

Tabla 8.- Coeficientes de suavizado.

Constantes de suavizado	
$\alpha =$	0.9
$\beta =$	0.1

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2013.

Y se obtiene una MAD de:

Tabla 9.- Desviación media absoluta.

Desviación Media Absoluta	
MAD =	78.91482946

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2013.

La MAD se obtiene sumando todos los valores de la última columna llamada Error del pronóstico. Cuando se tienen los datos históricos esta es variante; al usar los datos como el último valor arrojado en la columna de Pronóstico Suavizado Exponencial, este valor dará cero ya que se está restando el mismo valor.

Programando toda la página como indicada anteriormente se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 10.- Proyección de la demanda de gas natural del Sector Energético Público.

Año	Periodo	Datos	Última tendencia	Tendencia Estimada	Pronóstico Suavizado Exponencial	Error del pronóstico
2000	1	896.9		167	2075	1179
2001	2	1076.6	-893.89075	61	1075	1
2002	3	1379.4	61.7343425	61	1137	242
2003	4	1590.6	278.703761	83	1438	153
2004	5	1738.4	220.129364	96	1672	67
2005	6	1679.7	156.408282	102	1834	154
2006	7	2021.3	-36.588572	88	1784	238
2007	8	2278.4	302.391714	110	2107	171
2008	9	2404.4	263.768489	125	2387	18
2009	10	2550.4	141.316002	127	2529	21
2010	11	2570.2	145.692313	129	2677	107
2011	12	2717.4	32.5776363	119	2700	17
2012	13	2836.35	134.776181	121	2836	0
2013	14	2957.03	120.68566	121	2957	0
2014	15	3077.72	120.68566	121	3078	0
2015	16	3198.40	120.68566	121	3198	0
2016	17	3319.09	120.68566	121	3319	0
2017	18	3439.77	120.68566	121	3440	0
2018	19	3560.46	120.68566	121	3560	0
2019	20	3681.15	120.68566	121	3681	0
2020	21	3801.83	120.68566	121	3802	0
2021	22	3922.52	120.68566	121	3923	0
2022	23	4043.20	120.68566	121	4043	0
2023	24	4163.89	120.68566	121	4164	0
2024	25	4284.57	120.68566	121	4285	0
2025	26	4405.26	120.68566	121	4405	0
2026	27	4525.95	120.68566	121	4526	0
2027	28	4646.63	120.68566	121	4647	0
2028	29	4767.32	120.68566	121	4767	0
2029	30	4888.00	120.68566	121	4888	0

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2013.

Donde los valores sombreados son los valores generados a través del método de doble suavizado exponencial.

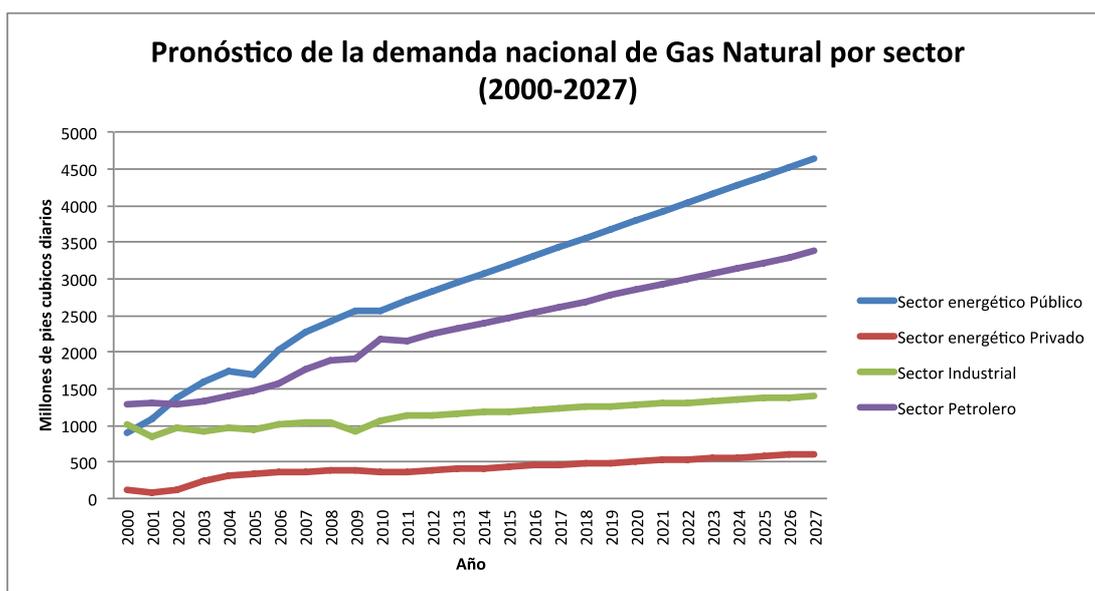
Se usará este método para hacer el pronóstico de las categorías restantes: Sector Energético Privado, Sector Industrial y Sector Petrolero. Así como una unión de todos los pronósticos para hacer una gráfica con la demanda nacional de gas natural.

Con la información generada por la metodología anterior se obtiene la Tabla 11 y las gráficas 13 y 14 (en mmpcd).

Tabla 11.- Proyección de la demanda de gas natural por sector y en su totalidad del 2000-2027.

Año	Público	Privado	Industrial	Petrolero	Total
2000	896.9	114.5	1019.2	1286.1	3316.7
2001	1076.6	80	838.5	1310.1	3305.2
2002	1379.4	122	965.5	1289.7	3756.6
2003	1590.6	244.1	924.1	1322.5	4081.3
2004	1738.4	311.9	956.5	1405.1	4411.9
2005	1679.7	333.7	935.2	1483.1	4431.7
2006	2021.3	368.3	1014	1580.9	4984.5
2007	2278.4	367.5	1040.1	1759.6	5445.6
2008	2404.4	389.6	1026.6	1886.4	5707
2009	2550.4	382.3	912.8	1898.4	5743.9
2010	2570.2	366.1	1054.3	2163.3	6153.9
2011	2717.4	370	1129.2	2155.4	6372
2012	2836.34609	386.3391	1139.02738	2238.06278	6599.77533
2013	2957.03175	401.0617	1156.58423	2313.69618	6828.37385
2014	3077.71741	415.7843	1174.14109	2389.32958	7056.97236
2015	3198.40307	430.5069	1191.69794	2464.96298	7285.57088
2016	3319.08873	445.2295	1209.2548	2540.59638	7514.1694
2017	3439.77439	459.9521	1226.81165	2616.22978	7742.76792
2018	3560.46005	474.6747	1244.36851	2691.86318	7971.36644
2019	3681.14571	489.3973	1261.92536	2767.49658	8199.96496
2020	3801.83137	504.1199	1279.48221	2843.12998	8428.56348
2021	3922.51703	518.842517	1297.03907	2918.76338	8657.162
2022	4043.20269	533.565121	1314.59592	2994.39678	8885.76052
2023	4163.88836	548.287725	1332.15278	3070.03018	9114.35903
2024	4284.57402	563.010329	1349.70963	3145.66358	9342.95755
2025	4405.25968	577.732933	1367.26648	3221.29698	9571.55607
2026	4525.94534	592.455537	1384.82334	3296.93038	9800.15459
2027	4646.631	607.178141	1402.38019	3372.56378	10028.7531

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2013.



Gráfica 13.- Pronóstico de la demanda de gas natural por sector 2000-2027.

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2013

La gráfica 13 pueden traducirse en lo siguiente:

- El sector eléctrico público es el que presenta una mayor demanda y se proyecta un crecimiento constante y mayor en comparación de los demás sectores en los años venideros.
- No se prevé un incremento sustancial en los próximos años para el sector eléctrico privado.
- Sin considerar las reformas energéticas actuales, el sector industrial no denota un crecimiento sustancial.
- El sector petrolero presentará un incremento favorable en la demanda de gas natural en los siguientes años.

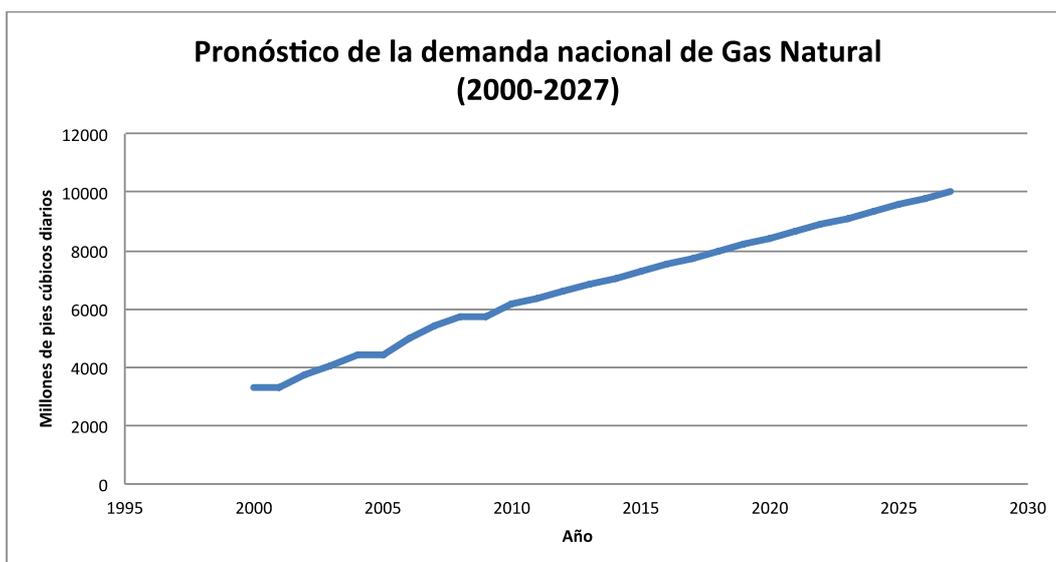
Los sectores con mayor crecimiento a futuro son el sector energético público y el sector petrolero, ya que el sector energético (CFE) abastece a la mayor parte del país y utiliza en abundancia el gas natural para obtener petróleo en el Sur de la Nación.

Actualmente existen empresas que están empezando a usar este combustible; sin embargo deben transportarlo desde puntos estratégicos. Estos gasoductos ya están determinados y los podemos visualizar en la Ilustración 4:



Ilustración 4.- Sistema de Gasoductos 2012.

Fuente: SENER 2012.



Gráfica 14.- Proyección de la demanda de gas natural 2000-2027.

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2012.

Si tomamos la demanda conjunta de los diferentes sectores, podemos también hacer un pronóstico general, en donde se nota el crecimiento en la demanda de gas natural.

En general, se puede observar un incremento en la demanda nacional de gas natural. Esto se debe a las tecnologías emergentes y nuevos yacimientos encontrados de gas poco convencional (*Shale gas*) que permitirían al país desarrollar un marco sustentable energético basado en combustibles más amigables con el medio ambiente.

Para saber si es rentable crear nuevas plantas para el procesamiento de las reservas de gas natural al Norte del país, se tomará la planta regasificadora de Altamira como parámetro, la cual posee las siguientes características:

1. La inversión inicial del proyecto fue de 320 millones de dólares en el 2006, que es aproximadamente 3,424 millones de pesos con base en el tipo de cambio promediado en el 2006 que fue de 10.7 pesos por dólar.
2. Si se considera la inflación anual promedio desde el 2006, la inversión inicial para una planta con las mismas características que la de Altamira es de 4, 600 millones de pesos.

3. La capacidad de producción de la planta regasificadora de Altamira es de 500 mmpcd.
4. Siguiendo la regla heurística de costos de operación y mantenimiento de la planta, consideraríamos entre el 10% y el 15% de la inversión. Mantener la planta costaría en promedio 400 millones de pesos anuales.

Para esta prospectiva no consideraremos el transporte del producto ni las ganancias que se puedan esperar. Únicamente tomaremos en cuenta si es posible abastecer la demanda anual del país y el costo necesario para crear plantas que procesen el gas natural. Las tecnologías a utilizar para la obtención de gas natural son variadas y la técnica de extracción difiere de una zona a otra, por lo que el enfoque está basado solamente en el procesamiento de las reservas creando nuevas plantas en el Norte del país.

De acuerdo al pronóstico realizado, la tendencia indica un crecimiento anual en la demanda de aproximadamente 230 mmpcd. Tomando el caso inicial de abrir otra planta para enero del 2015, la capacidad de producción aumentaría 500 mmpcd adicionales a los 4,603 mmpcd que se procesan actualmente con las plantas que están en funcionamiento. Esto indica que tenemos un déficit de producción en el 2012 de 2,000 mmpcd y en el 2014 de 2,450 mmpcd.

Para poder procesar todo el gas natural disponible se tendrían que abrir 5 plantas más, lo que permitiría el procesamiento de 7,103 mmpcd. El costo a considerar por 5 plantas adicionales sería de 23,000 millones de pesos, sin tomar en cuenta el tiempo de construcción de las plantas. El principal problema actualmente es que no hay reservas suficientes para abastecer esta demanda. De las reservas totales del país, que son 545,000,000 mmpc de acuerdo a *Energy Information Administration* (EIA), solamente 17,075,000 mmpc están comprobadas. Este dato podría dar pie a considerar el cumplimiento de la demanda anual.

Si se considera el consumo de gas natural anual, la demanda en el 2014 es de 2,592,595 millones de pies cúbicos anuales. Tomando en cuenta que sólo el gas natural comprobado está a disposición, se puede concluir lo siguiente:

- Manteniendo las plantas que están en funcionamiento actualmente, se podrá procesar gas natural hasta el año 2021 (Tabla 12).

Tabla 12.- Procesamiento del gas natural con reservas comprobadas en situación actual.

Año	mmpc		Reservas
	Procesamiento diario	Procesamiento anual	
			17000000
2012	4603	1680095	15319905
2013	4603	1680095	13639810
2014	4603	1680095	11959715
2015	4603	1680095	10279620
2016	4603	1680095	8599525
2017	4603	1680095	6919430
2018	4603	1680095	5239335
2019	4603	1680095	3559240
2020	4603	1680095	1879145
2021	4603	1680095	199050

Fuente: Elaboración propia con base en Espinosa & Kogan 2013

Esto quiere decir que si se utilizará todo el gas natural obtenido para abastecer las necesidades del país, en 7 años se agotarían las reservas comprobadas.

Suponiendo que se invierte capital en tecnologías para la búsqueda y obtención de gas natural, aumentarían las reservas comprobadas y el poder de procesamiento.

- Si se llegara a construir otra planta idéntica a la de Altamira, aumentaría la producción a 5,103 mmpcd. Teniendo en cuenta que las reservas de gas natural no varían, entonces se tendrá la información mostrada en la Tabla 13:

Tabla 13.- Procesamiento del gas natural con reservas comprobadas con una planta de procesamiento extra.

Año	mmpc		Reservas
	Procesamiento diario	Procesamiento anual	
			17000000
2012	5103	1862595	15137405
2013	5103	1862595	13274810
2014	5103	1862595	11412215
2015	5103	1862595	9549620
2016	5103	1862595	7687025
2017	5103	1862595	5824430
2018	5103	1862595	3961835
2019	5103	1862595	2099240
2020	5103	1862595	236645

Fuente: Elaboración propia con base en Espinosa & Kogan 2013

Como se muestra en la tabla 7, una planta de procesamiento adicional a las que

se tienen en funcionamiento en la actualidad reduce en un año el uso de las reservas comprobadas. Esto ayudaría al procesamiento del hidrocarburo y por ende al cumplimiento de la demanda del país. A pesar de tener un costo de construcción de 4,600 millones de pesos, se podría eliminar en su totalidad la importación de GNL que corresponde a 457.95 mmpcd. Es importante notar que es más caro traer el GNL que importar el gas natural por gasoductos desde los Estados Unidos; por lo que sería una buena sugerencia la construcción de esta planta.

- Como se mencionó anteriormente, si se buscara abrir más plantas para poder procesar todo el gas natural que demandan los diferentes sectores, se necesitarían abrir 5 plantas más, costando 23,000 millones de pesos. Abriendo las plantas necesarias antes del 2015 para procesar la demanda de 7,056 mmpcd y considerando las plantas actuales; las reservas comprobadas solamente durarían 3 años más. Como se muestra en la Tabla 14:

Tabla 14.- Procesamiento del gas natural con reservas comprobadas con 5 plantas de procesamiento extras.

Año	mmpc		Reservas
	Procesamiento diario	Procesamiento anual	
			17000000
2012	7103	2592595	14407405
2013	7103	2592595	11814810
2014	7103	2592595	9222215
2015	7103	2592595	6629620
2016	7103	2592595	4037025
2017	7103	2592595	1444430

Fuente: Elaboración propia con base en Espinosa & Kogan 2013

Reforma Energética

Introducción

Para analizar la Reforma Energética, se han tomado en cuenta los estatutos generales y de interés hacia la explotación y extracción de gas natural.

Objetivos:

- Mantener los hidrocarburos del subsuelo como propiedad de la Nación.
- Fortalecer y modernizar PEMEX y la CFE, sin privatizarlas.
- Disminuir riesgos ambientales, geológicos y financieros durante la exploración y extracción de gas y petróleo.
- Ejercer exclusivamente el control y planeación del sistema eléctrico nacional, impulsando la competitividad y reduciendo el precio de la luz.
- Hacer atractiva la inversión al sector energético.
- Abastecer más energéticos a mejor precio.
- Cumplir con los estándares mundiales de calidad, eficiencia y confiabilidad de suministro, transparencia y rendición de cuentas.
- Erradicar la corrupción en el sector energético.
- Impulsar el ahorro a largo plazo y mejorar la administración de los ingresos petroleros.
- Desarrollar el país con responsabilidad social y cuidando el medio ambiente..

Los resultados esperados de estos objetivos supuestamente beneficiarán a la nación en los siguientes ámbitos:

- Menores tarifas eléctricas y precios del gas.
- Tasas de restitución de reservas petroleras y de gas por arriba del 100% actual.
- Incremento en la producción de petróleo de 2.5 millones de barriles por día a 3 millones en 2018 y 3.5 millones de barriles diarios en 2025.
- Incremento en la producción de gas natural de 5,700 mmcpd a 8,000 mmcpd en 2018 y 10,400 mmcpd para el 2025.
- Crecer económicamente 1% en 2018 y 2% para el 2025.

- 500,000 empleos adicionales este sexenio y 2.5 millones para el 2025.
- Reemplazar la tecnología de las centrales eléctricas más contaminantes por tecnologías limpias y gas natural.

Abasto de energéticos a precios competitivos

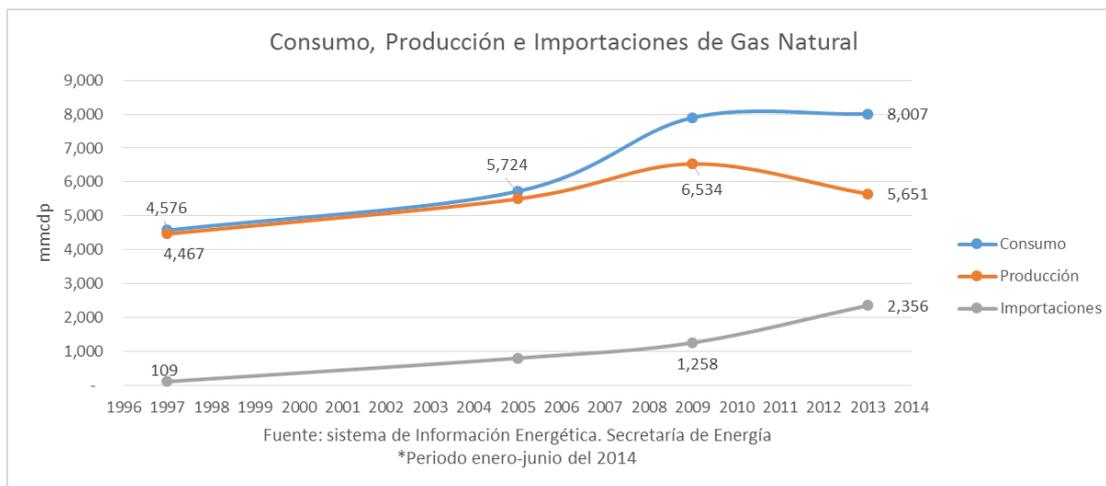
Nuevo modelo de producción de petróleo y gas natural.

A pesar de contar con una gama sumamente variada y envidiable de recursos naturales, México depende enormemente de su riqueza energética para desarrollarse social y económicamente. Existe un reto que debe atenderse urgentemente en relación al sector petrolero, ya que la producción va en picada y se necesita incrementar la inversión industrial.

Como dato se puede tomar la declinación del yacimiento Cantarell, ya que desde entonces el petróleo de fácil acceso llegó a su fin. Esto provocó una inversión mayor en exploración y extracción de crudo y gas, sin embargo la producción disminuyó casi un millón de barriles del 2004 al 2013. La carencia de capacidad técnica y financiera en este rubro ha provocado que no se extraigan hidrocarburos competitivamente de aguas profundas y lutitas.

El desarrollo del potencial que tiene la industria mexicana en exploración y extracción costaría aproximadamente 60 mil millones de dólares de acuerdo a estimaciones realizadas por PEMEX. Al día de hoy, el presupuesto de PEMEX ronda cerca de los 27 mil millones de dólares.

En la gráfica 15 se observa que en los últimos años el consumo se ha mantenido constante, mientras que las importaciones han aumentado y la producción ha disminuido.



Gráfica 15.- Consumo, Producción e Importaciones de gas natural en México.

Fuente: Sistema de Información Energética 2014

En 1997, México podía cubrir casi en su totalidad la demanda nacional de gas natural. Adicional a lo anterior, se puede notar en la gráfica anterior que México importaba solamente el 3% del consumo, cuando actualmente importamos alrededor del 29%.

El enfoque de PEMEX durante muchos años ha sido hacia el negocio que le parecía más rentable, que es la producción de petróleo por encima de la del gas natural. La utilidad operativa del petróleo era 80 dólares por barril, mientras que la del gas natural estaba cerca de los 50 centavos de dólar por millón de BTU. Debido a esto y siendo PEMEX la única empresa que tiene acceso a los hidrocarburos del subsuelo, la producción de gas natural cayó abismalmente. La nueva reforma busca eliminar esta restricción, y evitar que se siga importando este hidrocarburo a precios mayores de lo que costaría producirlo en México.

La Reforma Energética a Nivel Constitucional

Algunos datos rescatables de la Reforma y su nuevo modelo de producción son los siguientes:

- Se mantiene prohibido otorgar concesiones para la explotación de recursos de la Nación.
- Posibilidad de que el país otorgue asignaciones o contratos a PEMEX y empresas privadas por sí solas o asociadas a PEMEX.

- Por cada barril de petróleo y cada molécula de gas extraída se tendrá un barril o molécula nueva lista para producción (tasas de restitución al 100%).
- PEMEX tendrá preferencia sobre cualquier otra empresa al definir sus proyectos (Ronda Cero).
- PEMEX podrá asociarse a terceros a través de contratos (migración de asignaciones) para reducir el riesgo, aumentar la inversión y exponerse a nuevas tecnologías.

Las contraprestaciones podrán ser en efectivo (contratos de servicio), mediante porcentajes de utilidad, producción obtenida, transmisión onerosa de hidrocarburos una vez extraídos, o cualquier mezcla de las anteriores.

Para participar en contratos de exploración y extracción, se debe dar una propuesta a la licitación emergente y, en caso de ser ganador, podrá ajustar el capital y/o cambiar de operador, siempre que tenga autorización de la SENER y CNH. Ambos organismos decidirán garantizando las mejores condiciones para el Estado.

Toda información obtenida en investigaciones y reconocimientos de exploración superficial y profunda pertenecerá a la Nación.

Nuevo modelo de transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y sus derivados

La infraestructura mexicana de distribución y transportación de petróleo es insuficiente y poco adecuada para satisfacer las necesidades de los mexicanos, tanto en los hogares como en la industria. Esto ha generado un incremento en el costo de transportación, consecuentemente logrando precios altos en los productos y deteniendo el crecimiento industrial.

La inversión privada en la construcción de ductos y en el almacenamiento de gas natural está permitida, sin embargo, el control que ejerce PEMEX en el mercado ha impedido que aumente. La distribución de este hidrocarburo también se ha visto afectada por la incapacidad del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG).

Al modificar el artículo 28, se abre la posibilidad a que particulares también participen en el transporte, almacenamiento y distribución del petróleo, gas natural, petrolíferos y petroquímicos; siempre y cuando se obtenga un permiso de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Se creará un organismo llamado Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) que será público y descentralizado. Se encargará de coordinar, administrar y gestionar eficientemente el almacenamiento y la red de ductos de gas natural de nuestro país. De este modo, el acceso y reserva de capacidad en las redes de transporte se facilitará, y obtendrá de PEMEX los recursos humanos y materiales necesarios para cumplir sus objetivos. Por otro lado, la infraestructura de este organismo estará comprendida de equipos de compresión, licuefacción y regasificación.

CENAGAS podrá licitar proyectos estratégicos de transporte de gas natural donde se promueva la competencia transparente y apoyada, de ser necesario en Empresas Productivas del Estado.

Todo permisionario a dar servicios de transporte y almacenamiento deberá dar acceso abierto a sus instalaciones y servicios, también deberá tener la planeación aprobada por la SENER y CRE.

Como está previsto, existirá una apertura inmediata a la participación de terceros en estas actividades, sin embargo, en las actividades de expendio al público, México debe abrirse gradualmente. Nuestra nación no es competitiva aún en venta al público de gasolinas y diésel, lo que provocaría un aumento en los precios y cierta monopolización de las empresas. Por esto, en 2015 se establecerán precios máximos al público para estos combustibles.

Nuevo modelo de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica

Los altos precios de la energía eléctrica en México proponen un gran reto, ya que se busca acelerar la economía mexicana y este tipo de energía es esencial industrial, comercial, y servicialmente. Comparando con Estados Unidos, las tarifas promedio son 25% más caras aún con el subsidio, si no lo serían 73% más elevadas.

En los últimos años, se ha generado más del 20% de la energía a partir del diésel y combustóleo para el servicio público, costando más las energías limpias y el gas natural. Gran parte de esta estadística y la lenta sustitución hacia estas alternativas se debe a la exclusividad que tiene la CFE para otorgar el servicio público de electricidad. Otro obstáculo importante es la poca inversión a la red de transmisión, para energías más limpias se requiere un mallado mucho más complejo y expansivo.

Con la Reforma (artículo 27) se permitirá la participación privada en contratos en temas de financiamiento, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura para transmitir públicamente energía eléctrica. Se dejará en manos de la Nación exclusivamente el control y planeación.

Esta apertura busca disminuir el costo de la electricidad, el cual depende en un 80% del precio del combustible. Al utilizar gas natural se emite 68% menos dióxido de carbono y es 4 veces más económico que el combustóleo.

En México se tiene múltiples yacimientos de gas natural, sin embargo, la producción disminuye año con año y se importa el 30% del consumo. La Reforma busca modificar esto para extraer más gas natural en yacimientos nacionales y obtener energía más limpia y económica.

Conclusión

En esta tesis se abordaron cuatro puntos: la situación del país en cuanto a las fuerzas del mercado, la prospectiva de gas natural propuesta por la SENER, una proyección y prospectiva propia enfocada al procesamiento y demanda del gas natural en el país y la exposición de los puntos clave de la nueva reforma energética.

El contexto mexicano referente a los fenómenos mercantiles y situación económica del uso de gas natural es:

- La demanda de gas natural en México tuvo un incremento de 6,678 mmpcd, que fue impulsado principalmente por los sectores industrial y petrolero.
- La demanda del país ha ido aumentando y cada vez hay menos disponibilidad por lo que hay menos producción de gas natural. Se están importando tres veces más volumen que hace diez años, lo que ha dado una tendencia de crecimiento en las importaciones. En el 2012, el 78.5% de las importaciones se hizo a través de ductos que provienen de los Estados Unidos; el restante 21.5% son importaciones de GNL hechas por barco.
- La producción nacional creció en promedio 2.2% anual.
- La demanda nacional creció en promedio 4.2% anual.
- Las importaciones crecieron en promedio 11.3% anual para cubrir la demanda nacional. Estas importaciones abarcan el 31.9% de la demanda.

Prospectiva propuesta por la SENER en el periodo del 2013 – 2027:

- En el balance nacional de los siguientes años, la demanda nacional será mayor a la producción nacional (aproximadamente tres veces mayor). Esto ocasionará que las importaciones por ducto crezcan en promedio 7.4% anual y las importaciones de GNL crezcan en promedio 5.3% anual. Cumpliendo con la prospectiva, mientras que en el 2012 las importaciones ocupaban el 31.6% de la oferta total, para el 2027 la participación de estas será de 51.3%.
- Los sectores que seguirán demandando más gas natural seguirán siendo el sector eléctrico, el sector industrial y el sector petrolero. En esta

prospectiva sólo se cuenta con el gas natural que es apto para ser comercializado en el mercado nacional.

Proyección a futuro y una prospectiva propia enfocada a la demanda y consumo de gas natural en nuestro país

- Se puede invertir el dinero para poder llegar a ser un país autosustentable en gas natural, siempre y cuando se invierta dinero en la búsqueda de yacimientos para obtener una mayor cantidad de reservas comprobadas, o en poco tiempo se tendría que regresar a la importación de gas natural por gasoductos y por buques (GNL).
- Como recomendación, con la creación de una nueva planta se puede eliminar por completo la importación de GNL, que resulta casi tres veces más cara que traer gas natural a través de gasoductos desde los Estados Unidos.
- Es fundamental invertir en tecnología para poder incrementar las reservas comprobadas del país. Los números indican que sólo se ha comprobado el 3% de las reservas totales del país.
- Para poder procesar en su totalidad la demanda de gas natural del país se tendrían que abrir cinco plantas (con la misma capacidad de procesamiento que la de Altamira) antes del 2015, y abrir una más cada dos años. Si la demanda crece 230 mmpcd cada año y la planta de procesamiento tiene una capacidad de 500 mmpcd, entonces el procesamiento cubriría la demanda. Se tendría que tomar en cuenta la inflación de los siguientes años para poder saber cuánto sería el costo total para la apertura y mantenimiento de dichas plantas.

Exponer los puntos claves de la reciente reforma energética:

- En términos generales, el propósito de la reforma energética es fortalecer las instituciones encargadas del suministro energético en nuestro país (PEMEX y CFE) sin caer en la privatización. Todo esto con el fin de hacer atractiva la inversión al sector energético, erradicar la corrupción y desarrollar el país económicamente.
- México depende de su riqueza energética para su desarrollo social y económico. Sin embargo, la producción ha disminuido en los últimos años

(1'000,000 de barriles del 2004 al 2013) y, por ende, se necesita incrementar esta producción.

- Aprovechar el potencial de la industria mexicana en producción y extracción tendría un costo de 60,000'000,000 de dólares y el presupuesto de PEMEX de hoy en día es de 27,000'000,000 de dólares (una tercera parte).
- De 1997 a la fecha, la importación de gas natural enfocada al consumo aumentó del 3% al 29%.
- A nivel constitucional lo más relevante consideramos que es:
 - No se otorgarán concesiones para explotar los recursos de la nación.
 - Tasas de restitución al 100%.
 - PEMEX tendrá preferencia sobre cualquier otra empresa para definir sus proyectos.
 - Las contraprestaciones pondrán ser en efectivo mediante porcentajes de utilidad, porcentajes de producción obtenida y transmisión de hidrocarburos una vez extraídos.
- Se crearán diversos organismos que apoyarán a PEMEX y CFE en las actividades que realizarán y regularán todo lo relacionado con la inversión privada. Todo permiso, licitación, etc. debe ser evaluado por la SENER y la CNH.

Considerando todo lo mencionado en esta tesis, México no cuenta con los fondos necesarios para invertir en las plantas que nos ayudarían a autoabastecernos. A corto plazo se agotarían las reservas comprobadas por lo que no es rentable el autoabastecimiento de gas natural.

La inversión privada aparenta ser una iniciativa favorable para la investigación y obtención de nuevas tecnologías que permitirían el aumento de la cifra de las reservas comprobadas. Sin embargo, nos encontramos con un dilema similar al gato de Schrödinger, sólo el tiempo podrá decir si la inversión privada nos hará prosperar o degenerarán los recursos de nuestra nación.

Anexo I. Tendencia Exponencial (Doble suavizado exponencial con tendencia)

El pronóstico es un proceso de estimación de un acontecimiento futuro proyectando hacia el futuro con datos del pasado. Los datos del pasado se combinan sistemáticamente de forma predeterminada para hacer una estimación del futuro.

“El método de tendencia exponencial (Método de Holt) es un modelo de estimación exponencial que atenúa directamente la tendencia al obtener la diferencia entre los valores sucesivos (de la atenuación exponencial), para pronosticar hacia el futuro n periodos.

Permite reducir el efecto de la aleatoriedad actualizando la estimación de la tendencia y evitando un pronóstico con reacción retrasada al crecimiento”⁴

Este es un método cuantitativo, ya que se tiene disponibilidad de datos históricos. El método combina el suavizado exponencial de primer orden, que se distingue por darle peso a las demandas más recientes y a los pronósticos más recientes. Esto dependiendo de un coeficiente de suavizado alfa que varía entre cero y uno. Con el suavizado exponencial con ajuste de tendencia, las estimaciones, tanto para la media como tendencia, están suavizadas. Este procedimiento requiere dos constantes de suavizado: α para la media, y β para la tendencia.

$$F_{t+k} = F_t + k B_t$$

$$F_t = \alpha d_{t-1} + (1 - \alpha)(F_{t-1} + B_t)$$

$$B_t = \beta(F_t - F_{t-1}) + (1 - \beta)B_{t-1}$$

Donde:

F_{t+k} : pronóstico

α : coeficiente de suavizado

d_t : demanda

β : coeficiente de suavizado

t: periodo

B_t : suavizado del patrón tendencial

k: periodos posteriores

⁴ Ibáñez Sánchez Héctor José & Armando Peralta. *Suavización exponencial doble o ajustada*. Facultad de Contaduría y Administración. UNAM.

Anexo II. Glosario de Abreviaciones y Acrónimos

1. SENER – Secretaría de Energía
2. OCDE- Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos
3. URSS- Unión de Repúblicas Soviéticas Socialistas
4. CIA- Central Intelligence Agency
5. CFE- Comisión Federal de Electricidad
6. PIE- Productores Independientes de Energía
7. PEP- Pemex y Exploración y Producción
8. PGPB- PEMEX Gas y Petroquímica Básica
9. STNI- Sistema de Transporte Nacional Integrado
10. PR- PEMEX Refinación
11. EIA- Energy Information Administration
12. CNH- Comisión Nacional de Hidrocarburos
13. SNG- Sistema Nacional de Gasoductos
14. CRE- Comisión Reguladora de Energía
15. CENAGAS- Centro Nacional de Control de Gas Natural

16. GN- Gas Natural
17. GNL- Gas Natural Licuado
18. L.P.- Licuado del petróleo
19. GNC- Gas Natural Comprimido
20. BTU- British Thermal Units
21. USD- dólar estadounidense
22. CAPEX- Capital Expenditure (Inversiones de Bienes de Capital)
23. PIB- Producto Interno Bruto
24. ATG- Aceite terciario del Golfo

25. mmpcd- millones de pies cúbicos diarios
26. mmpc- millones de pies cúbicos
27. pcd- pies cúbicos diarios
28. bcp- billones de pies cúbicos
29. mmpcdgne- millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente
30. mbdglpe- miles de barriles de gas L.P. equivalentes
31. MW- megawatts

Bibliografía

- Barrueta, E. (s.f.). La continuación de la formación Eagle Ford en el estado de Texas brinda un gran potencial para la explotación de shale gas al lado mexicano de la frontera. Obtenido de <http://energiaadebate.com/gas-de-lutitas-en-la-cuenca-de-burgos/>
- Espinosa, A., & Kogan, J. (18 de Diciembre de 2013). *The Emerging Markets Slapshot. Mexico's Potential in Shale Gas*.
- Explorando México. (2012). *Principales plantas de energía en México*. Obtenido de <http://www.explorandomexico.com.mx/about-mexico/5/106/>
- Grupo BP. (2013). *Statistical Review of World Energy*. Obtenido de http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf
- International Gas Union. (2013). *World LNG Report*. Obtenido de http://hcbcdn.hidrocarburosbol.netdna-cdn.com/downloads/online_version_world_lng_report_2013_edition_original.pdf
- International Group of Liquefied Natural Gas Importers. (2012). *The LNG Industry*. Obtenido de http://www.giignl.org/system/files/publication/giignl_the_lng_industry_2012.pdf
- Independent Statistics & Analysis. U.S Energy Information Administration. (2013). *International Energy Outlook*. Obtenido de <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484%282013%29.pdf>
- PEMEX. (2013). *Las reservas de hidrocarburos en México*. Obtenido de <http://www.ri.pemex.com/files/content/Libro%20Reservas%202013.pdf>
- Secretaría de Economía. *El Sistema de Información Arancelaria Vía Internet*.
- Secretaría de Energía. (2012). *Prospectiva del mercado de gas natural 2012-2026*. Obtenido de http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PGN_2012_2026.pdf
- Secretaría de Energía. (2013). *Prospectiva del Mercado del Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027*. Obtenido de http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_Gas_Natural_y_Gas_LP_2013-2027.pdf

Enlaces electrónicos con datos:

Central Intelligence Agency (CIA). *The World Factbook: Mexico*. Obtenido de <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/mx.html>

Independent Statistics & Analysis. U.S Energy Information Administration (EIA). *International Energy Statistics*. Obtenido de <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=3&aid=6>

Index Mundi. *Índices comerciales internacionales. México*. Obtenido de <http://www.indexmundi.com/g/g.aspx?c=mx&v=136&l=es>

Portal de PEMEX: www.pemex.mx

Portal de Quiminet: www.quiminet.com

Portal de Shell: www.shell.com

Portal de Total: www.total.com

Secretaría de Economía (SE). *Sistema Integral de Información de Comercio Exterior*. Obtenido de <http://www.siicex.gob.mx/portalSiicex/>

Secretaría de Energía (SENER). *Sistema de Información Energética*. Obtenido de <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>