



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERIA DE SISTEMAS – OPTIMACIÓN FINANCIERA

Modelo multiperiodo de optimación financiera para minimizar la inversión requerida en la satisfacción de la demanda de gas natural: Caso México

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
JOSÉ LUIS HERNÁNDEZ RAMÍREZ

TUTOR PRINCIPAL
DRA. PATRICIA BALDERAS CAÑAS, FACULTAD DE INGENIERIA

MÉXICO, D. F. MAYO 2014

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. HUGO MEZA PUESTO

Secretario: DRA. IRMA DEL CARMEN GLINZ FEREZ

Vocal: DRA. PATRICIA BALDERAS CAÑAS

1^{er}. Suplente: DR. JAVIER SUAREZ ROCHA

2^{d o}. Suplente: DRA. COZUMEL ALLENEC MONROY LEÓN

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: CIUDAD UNIVERSITARIA, MEXICO D.F.

TUTOR DE TESIS:

DRA. PATRICIA BALDERAS CAÑAS

FIRMA

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	6
CAPITULO 1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA DEMANDA Y LA OFERTA	7
1.1. Problemática actual del Gas Natural	7
1.1.1. Importancia del Gas Natural a nivel Nacional e Internacional	7
1.2. Teoría de Hubbert y su relación con el Gas Natural	9
1.3. Estructura de la demanda de Gas Natural	11
1.3.1. Demanda mundial de Gas Natural	11
1.3.2. Demanda mundial de gas natural y su relación con México	15
1.3.3. Demanda Nacional de gas natural.....	16
1.4. Oferta de Gas Natural	19
1.4.1. Oferta mundial de gas natural	19
1.4.2. Oferta mundial de gas natural licuado	21
1.4.3. Oferta actual nacional de gas natural	24
1.4.4. Producción de gas natural nacional.....	26
1.4.5. Oferta futura de gas natural en México.....	28
1.5. Conclusiones	30
1.6. Referencias Bibliográficas	31
CAPITULO 2. MARCO NORMATIVO, REGULACIÓN E IMPORTACIONES	33
2.1. Marco regulatorio	33
2.1.1 Definición de la problemática por resolver	33
2.2. Marco Regulatorio del sector energético	34
2.2.1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos	34
2.2.2. Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.....	35
2.2.3. Principales atribuciones de la Secretaría de Energía en materia de Gas Natural	35
2.2.4. Ley de Petróleos Mexicanos	36
2.2.5. Ventas de Primera Mano.....	37
2.3. Regulación en la industria del Gas Natural	37
2.3.1. Determinación del precio máximo del Gas Natural objeto de venta de primera mano	37
2.3.2. Modificaciones a la Directiva de Precios y Tarifas	39
2.4. Normalización	40
2.4.1. NOM's	40
2.5. Distribución	41
2.6. Precios del Gas Natural	42
2.6.1. Precio internacional de Gas Natural 2007.....	42
2.6.2. Precio Nacional de Gas Natural	43

2.7. Comercio Exterior de GNL	45
2.7.1. Comercio Exterior de Gas Natural en Norteamérica 2007.	46
2.7.2. Importaciones de Gas Natural.....	47
2.8. Cadena de valor del Gas Natural	49
2.9. Conclusiones	53
2.10 Referencias Bibliográficas	54
<i>CAPÍTULO 3. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN</i>	56
3.1. Técnicas matemáticas de solución	56
3.1.1. Programación Entera Binaria.....	56
3.1.2. Método de Bifurcación y Acotamiento.....	58
3.1.3. Presentación del Algoritmo en Forma de Árbol	59
3.1.4. Algoritmo de Land y Doig.....	60
3.1.5. Variación al Enfoque Básico (Dakin)	61
3.1.6. Problemas Tipo 0 - 1.....	63
3.1.7. Selección de Nodos.....	64
<i>Solución Entera</i>	72
3.1.8. Problemas de asignación de capital.....	73
3.1.9. Importancia de la Programación Entera	74
3.2. Inversiones del sector	76
3.2.1. Evolución de las inversiones.....	76
3.2.2. Proyectos PIDIREGAS.....	77
3.3. Inversiones en el sector de Gas Natural	80
3.4. Conclusiones	81
3.5. Referencias Bibliográficas	82
<i>CAPITULO 4 CONSTRUCCIÓN Y APLICACIÓN DEL MODELO</i>	83
4.1. Diseño y construcción de un modelo que determine la inversión mínima necesaria para satisfacer la Demanda Nacional de Gas Natural (SADEGN), 2010 - 2012	83
4.1.1. Oferta vs Demanda	83
4.1.2. Definición de las variables.....	84
4.1.3. La Base de Datos	85
4.1.4. Función Objetivo	90
4.1.5. Multiperiodicidad del modelo	90
4.2. Descripción del sistema de solución	91
4.2.1. CPLEX®	91
4.2.2. Modelo de Presupuestación de Capital de PEP.....	92
4.3. Construcción de los escenarios	93
4.3.1. Escenario General	93
4.3.2. Escenario de proyectos en explotación	93

4.3.3. Escenario de proyectos incrementales.	93
4.3.4. Escenario de proyectos de importación	94
4.4. Cartera original de proyectos de inversión	94
4.4.1. Inversiones requeridas (incluye importaciones).....	95
4.4.2. Proyectos de gas asociado y no asociado (incluye importaciones)	95
4.5. Análisis de los resultados	96
<i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES</i>	99

INTRODUCCIÓN

Una de las grandes riquezas de México la constituyen sus recursos naturales, particularmente aquellos que tienen que ver con la explotación de los hidrocarburos y la generación de electricidad. El desarrollo de esta tarea se ha encomendado constitucionalmente en exclusiva al Estado así como la preservación del medio ambiente.

Su importancia es ampliamente reconocida ya que no solo se trata de un sector estratégico desde el punto de vista económico y de las finanzas públicas, sino que es también factor clave en la política exterior y vital para la seguridad nacional, para el buen funcionamiento de las actividades productivas y el bienestar de las familias mexicanas.

El planteamiento del problema que abordamos para hacer el desarrollo de este trabajo está enfocado en la demanda nacional de gas natural y por ende su completa satisfacción y esto a su vez requerirá de grandes cantidades de recursos humanos y recurso financieros, esto es los presupuestos para la importación de gas natural para satisfacer la demanda nacional. Este estudio lo hicimos en 4 capítulos los cuales mencionare brevemente a continuación.

En el capítulo 1 abordamos la situamos en el contexto global actual en el que se encuentra la demanda y la oferta del gas natural y su relación con México. Sabemos que existen diferentes niveles de oferta para el consumo nacional y su correspondiente demanda.

En el capítulo 2 hacemos una introspectiva en el marco normativo en el cual el mercado del gas natural se encuentra en nuestro país y es clave para entender los costos de importación que se deben de pagar al no tener una producción de gas natural suficiente para satisfacer la demanda nacional.

En el capítulo 3 buscamos alternativas matemáticas de solución para la modelación matemática del problema y su solución respectiva, tomando en cuenta la metodología de programación lineal, tomando a la programación lineal entera binaria como la solución a nuestra problemática de minimizar la inversión requerida y maximizar la importación.

En el capítulo 4 hacemos la construcción del modelo al mismo tiempo que proponemos la solución, al tener la problemática bien específica, el modelo matemático de solución, la función objetivo a maximizar y a minimizar, las variables que intervienen en su construcción, con la finalidad de que los resultados esperados sean de acuerdo a nuestros meta final que es, hacer que los niveles de importación sean los mínimos en cuanto el gasto presupuestal que se le asigna a Pemex Exploración y Producción e importar la mayor cantidad de Gas Natural para satisfacer la demanda nacional.

CAPITULO 1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA DEMANDA Y LA OFERTA

1.1. Problemática actual del Gas Natural

El gas natural es un recurso no renovable, el cual nos habla ya de una instancia de agotamiento en la que el ser humano deberá de recurrir a nuevas fuentes de energía basadas en recursos renovables, es por esto que la importancia que se le debe de dar en su obtención de los yacimientos de numerosos países como Estados Unidos, Rusia, Canadá, Inglaterra, Argentina, Venezuela, Australia, China, Alemania, Egipto y México es de alta importancia y es principalmente una razón para la elaboración de este trabajo.

En los últimos años el mercado internacional de gas natural se ha caracterizado por un mayor uso en los sectores de consumo, resultado de los beneficios ecológicos y económicos que ofrece respecto a otros combustibles, lo que lo ha llevado a convertirse en la tercer fuente de energía primaria más importante¹.

1.1.1. Importancia del Gas Natural a nivel Nacional e Internacional

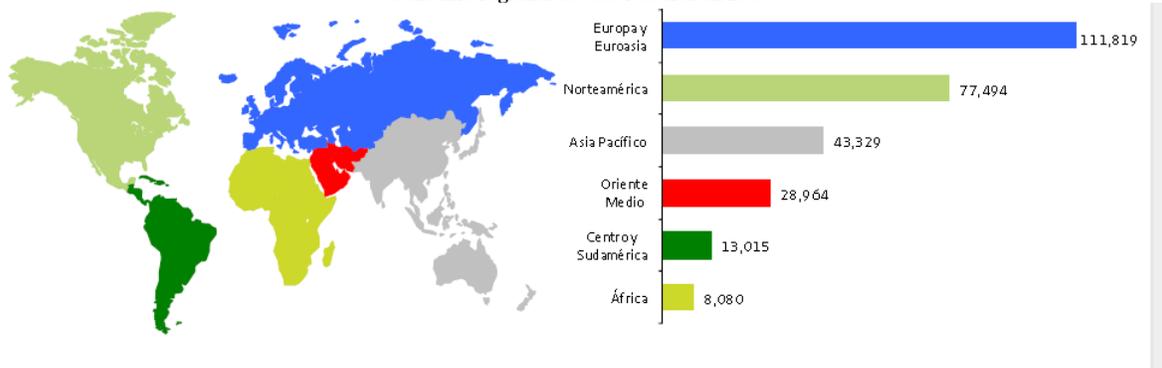
Considerando el escenario de referencia del International Energy Outlook 2008 del Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos, el consumo mundial de energía crecerá a una tasa de 1.8% cada año entre 2005 y 2020. Se prevé que el crecimiento más dinámico en la demanda de energía ocurra en países que no pertenecen a la OCDE², estos países crecerán a una tasa de 2.7% anual en su consumo de energía durante el periodo 2005-2020, impulsado por el crecimiento de economías como China e India. Por otro lado, el promedio de los países de la OCDE crecerá a un ritmo de 0.7% por año, debido a que la mayoría de ellos poseen mercados energéticos maduros.

Nuestro país no ha sido ajeno al desarrollo de esta industria, cuya evolución histórica lo respalda, además de que el posible desarrollo futuro hace prever que seguirá siendo un combustible importante en la matriz energética de México.

¹ International Energy Outlook 2008

² Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

Gráfica 1
Consumo regional de Gas Natural en 2007



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2008

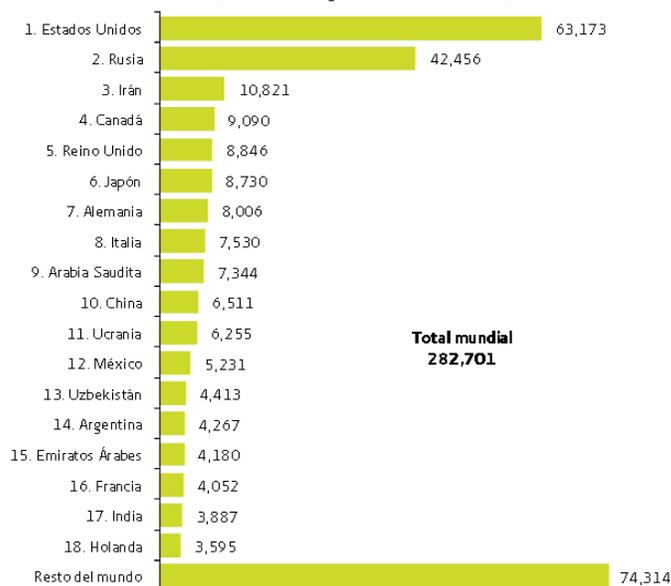
Como podemos observar en la gráfica 1, durante el año 2007 el consumo mundial de gas natural fue de 282,701 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), 30.1% más elevado que el de hace una década y 3.1% mayor respecto a 2006. La geografía del consumo de gas natural muestra que, las regiones de mayor consumo en el mundo son Europa-Euroasia³, Norteamérica y Asia-Pacífico, que en conjunto representan el 82.3% de la demanda global.

Las reservas probadas de gas natural permanecieron prácticamente sin cambio en el último año, totalizando 6,263 billones de pies cúbicos (bpc)⁴. La relación mundial de reservas de gas natural respecto a los niveles actuales de producción (R/P) es de 60.3 años, en tanto que la de petróleo es de 41.6 años. Por otro lado, la producción mundial de gas seco alcanzó un nivel de 284,452 mmpcd en 2007, lo que significó un incremento de 2.4% respecto al año anterior. Sin duda, este combustible se ha convertido en una alternativa respecto al petróleo y sus derivados que durante el año presentaron un alza de precios constante en los mercados internacionales. Un hecho relevante fue que Estados Unidos incrementó su producción en 2,197 mmpcd durante 2007, ya que recuperó la capacidad de producción que poseía antes de los daños de la temporada de huracanes de 2005.

³ La región de Europa y Euroasia incluye a todos los miembros europeos de la OCDE, los países del antiguo bloque soviético, además de Albania, Bosnia-Herzegovina, Bulgaria, Croacia, Chipre, Eslovenia, Gibraltar, Macedonia, Malta, Montenegro, Rumania y Serbia.

⁴ Un billón equivale a 1012.

Gráfica 2
Consumo de Gas Natural, 2007
(Millones de pies cúbicos diarios)



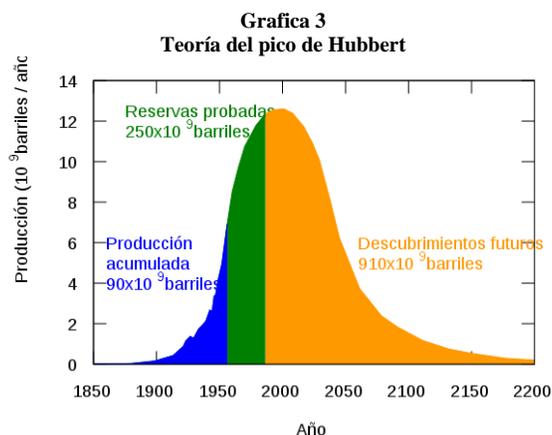
Fuente: *BP Statistical Review of World Energy 2008*

En la gráfica 2 observamos que el gas natural intercambiado en el mundo alcanzó un volumen de 75,088 mmpcd en 2007, lo que representó 26.4% de la producción mundial del hidrocarburo, mientras que esa misma proporción fue de 19.3% en 1997. La mayor parte del comercio continúa realizándose a través de gasoductos, aproximadamente 70.8%, sin embargo el restante 29.2% que se hace en forma de GNL, comienza a ser importante en vías de una globalización del mercado,

1.2. Teoría de Hubbert y su relación con el Gas Natural

Para poder entender de mejor manera la necesidad de explotar el gas natural de una mejor manera y su importancia en los procesos de extracción de los hidrocarburos como un recurso no renovable tenemos que entender sus procesos de agotamiento. Para esto utilizaremos la siguiente teoría.

La teoría del pico de Hubbert⁵, también conocida como cenit del petróleo, petróleo pico o agotamiento del petróleo, es una influyente teoría acerca de la tasa de agotamiento a largo plazo del petróleo, así como de otros combustibles fósiles. La Asociación para el estudio del pico del petróleo y el gas (ASPO en inglés) predice que la producción mundial de petróleo llegará a su cenit y después declinará tan rápido como creció, resaltando el hecho de que el factor limitador de la extracción de petróleo es la energía requerida y no su coste económico.



Aun siendo controvertida, esta teoría es ampliamente aceptada entre la comunidad científica y la industria petrolera. El debate no se centra en si existirá un pico del petróleo sino en cuándo ocurrirá debido a su explotación tan acelerada, ya que es evidente que el petróleo es un recurso finito y no renovable en escalas cortas de tiempo por lo que en un momento u otro se llegará al límite de extracción. Esto depende de los posibles descubrimientos de nuevas reservas, el aumento de eficiencia de los yacimientos actuales, extracción profunda o la explotación de nuevas formas de petróleo no convencionales.

El año exacto del pico no podrá determinarse hasta que ya haya sucedido. Basándose en los datos actuales de producción, la Asociación para el Estudio del Pico del Petróleo y el Gas (ASPO en inglés), considera que el pico del petróleo ocurrirá en 2010, siendo el del gas natural algunos años posterior. Por el contrario, estimaciones más optimistas arrojan reservas para al menos 100 años más.

⁵ Marion King Hubbert, geofísico trabajo para el laboratorio de investigación de Shell en Houston, Texas

Un creciente número de expertos dentro de la industria petrolera creen que el pico de producción ya ha llegado. Después del huracán Katrina, Arabia Saudita admitió que no puede incrementar su producción para atenuar la crisis por las pérdidas en la producción y el refino sufridas en la zona del Golfo de México. Muchos piensan que estamos ante el inicio de la crisis definitiva del petróleo. Definitiva porque será la última y la que obligará a efectuar los mayores ajustes y recortes en su consumo como nunca antes se ha hecho.

El gas natural también está teniendo un comportamiento similar al petróleo ya que en los últimos años en muchos lugares del mundo su pico de producción no sucederá mucho después que el del petróleo. Aun así, cabe esperar que a falta de esos recursos se inicie la explotación de los depósitos de metano en vetas de carbón.

La teoría de Hubbert se ha aplicado para otros recursos fósiles como el gas natural, el carbón o aceites no-convencionales. Quienes apoyan la Teoría del Pico del Petróleo dudan que antes de su llegada, se hayan podido explotar nuevas fuentes de energía que compensen los efectos del agotamiento de estos hidrocarburos en nuestra vida diaria.

1.3. Estructura de la demanda de Gas Natural

Durante 2007, la expansión de la economía mundial continuó por cuarto año consecutivo a un ritmo elevado, a pesar de la pérdida de vigor de la economía estadounidense y del surgimiento de serios problemas en los mercados financieros de Estados Unidos y otros países avanzados. En Estados Unidos, el crecimiento del PIB durante 2007 fue inferior al observado en 2006, donde influyó de manera importante la contracción de los sectores relacionados con la construcción residencial. En la zona del euro y en Japón el crecimiento también tendió a moderarse, si bien de manera menos pronunciada.

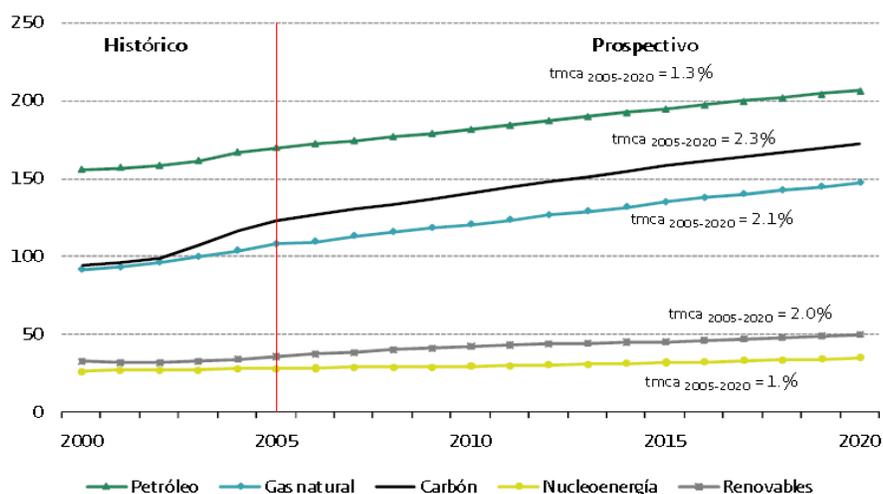
1.3.1. Demanda mundial de Gas Natural

El consumo mundial de energía en 2005 fue de 462.5 PetaBTU⁶, y se estima llegue a 608.4 PetaBTU en 2020. Hacia el final del periodo se espera que el petróleo y sus derivados sigan abasteciendo 33.9% de la demanda de usos finales, mientras que el carbón y el gas natural cubrirán 28.2% y 24.1%, respectivamente. El precio del carbón

⁶ El prefijo Peta equivale a 10¹⁵.

considerando su contenido energético y el impulso que este reciba del crecimiento de China e India lo convertirá en el combustible fósil con crecimientos más elevados hacia el 2020 (2.3%).

Gráfica 4
Demanda de energía mundial por fuente, 2000 – 2020
(PetaBTU)



Fuente: *International Energy Outlook 2008, EIA/DOE*

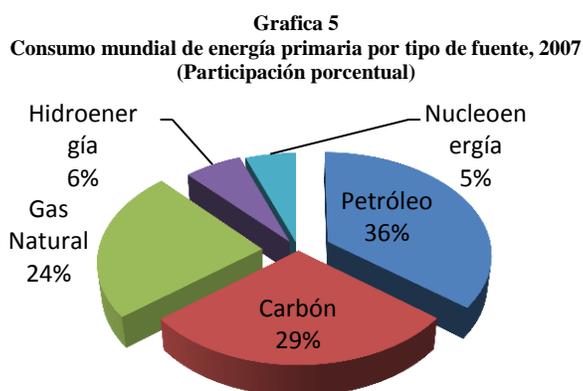
Como se muestra en la gráfica 4, la economía mundial presentó un crecimiento de 4.9% durante 2007, el consumo de energía primaria mundial aumentó 2.4% respecto a 2006, crecimiento menor al año anterior cuando el consumo de energía creció 2.7% y la economía mundial creció 5.0%, ligeramente superior al promedio de los últimos 10 años, cuya tasa media de crecimiento anual (tmca) fue de 2.2%.

Cuadro 1
Consumo mundial de energía primaria por tipo de fuente, 1997-2007
(Millones de toneladas de petróleo crudo equivalente)

Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Variación 2007/2006	tmca
Total	8,907	8,920	8,548	8,548	9,342	9,524	9,829	10,289	10,558	10,843	11,099	2.4	2.2
Petróleo	3,433	3,449	3,518	3,559	3,576	3,611	3,682	3,824	3,871	3,911	3,953	1.1	1.4
Carbón	2,318	2,264	2,253	2,340	2,352	2,407	2,600	2,768	2,892	3,042	3,178	4.5	3.2
Gas Natural	2,026	2,059	2,108	2,199	2,217	2,288	2,341	2,428	2,497	2,558	2,638	3.1	2.7
Hidroenergía	589	597	602	610	596	608	608	645	670	697	709	1.7	1.9
Nucleoenergía	541	550	571	584	601	611	599	625	627	635	622	-2	1.4

Consumo mundial de energía primaria por tipo de fuente, 1997-2007
(Millones de toneladas de petróleo crudo equivalente)
Fuente: *BP Statistical Review of World Energy*, Junio 2008.

El gas natural constituye la tercera fuente de energía, después del petróleo y el carbón. Su empleo presenta ventajas económicas y ecológicas, acorde a las políticas de sustentabilidad actuales que se orientan al empleo de combustibles limpios y eficientes. Como resultado, el consumo de gas natural en el mundo creció 2.7% en promedio anual entre 1997 y 2007, abasteciendo 23.8% del consumo mundial de energía primaria.



Fuente: *BP Statistical Review of World Energy, 2008*

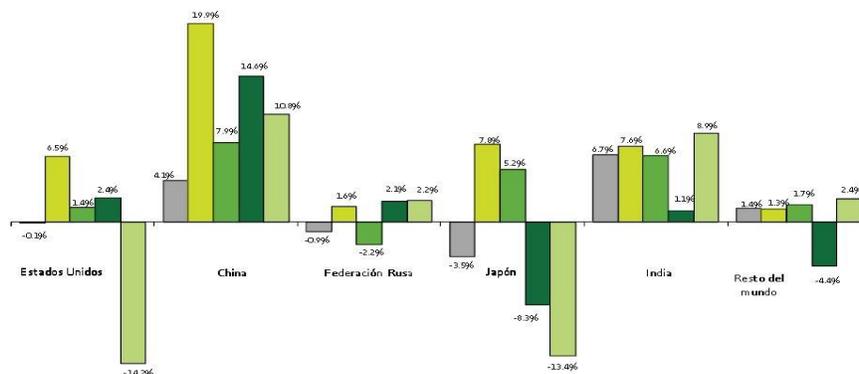
La gráfica 5 nos muestra que durante 2007, el carbón se convirtió por quinto año consecutivo en el energético con mayor crecimiento en el consumo anual, esta vez a una tasa de crecimiento de 4.5%. Este incremento se presentó pese a que este combustible fósil registró un alza en el precio entre 2006 y 2007, al pasar de 49.09 a 65.73 dólares por tonelada métrica³. Este aumento no fue generalizado en todas las regiones de consumo, ya que en Estados Unidos disminuyó de 62.98 a 51.12 dólares por tonelada.

Por su parte, el crecimiento económico de China fue de 11.4%, tres décimas más que en 2006, a lo que contribuyó el fuerte crecimiento de la inversión y las exportaciones. Cabe señalar que, China representó 16.8% del consumo mundial de energía primaria, donde el principal energético es el carbón.

El crecimiento económico de China (gráfica 6) continuó siendo un factor determinante en el mercado de energéticos. Por tercer año consecutivo, únicamente China justificó más de la mitad del incremento global del consumo de energía (52.1%), al crecer 133.6 millones de toneladas de petróleo crudo equivalente (mmtpe) en el total de energía

requerida. Este país generó 72.2% de dicho crecimiento a partir de intensificar el uso del carbón.

Gráfico 6
Variaciones del consumo de energéticos 2007/2006, principales países.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2008.

El PIB en Rusia creció en 8.1% en 2007. Su posición como el mayor exportador de petróleo crudo contribuyó además a que su superávit en cuenta corriente como proporción del PIB se ubicara cerca de 6%. Si bien, Rusia disminuyó ligeramente su consumo de crudo 0.9% en 2007, el de gas natural aumento 1.6%, siendo este último un volumen importante.

Otra economía emergente importante y con un consumo de energía primaria considerable es la India, cuyo crecimiento económico fue ligeramente menor al del año anterior (9.2% contra 9.7%), basado fundamentalmente en la demanda interna, lo cual propició un aumento del déficit en cuenta corriente a 1.8% de su PIB. Esto ocasionó que todos los consumos de sus fuentes de energía primaria se incrementaran en 2007.

Como podemos observar en todo el mundo el crecimiento en la demanda de recursos energéticos derivados de los hidrocarburos seguirá en ascenso durante los próximos años, por lo que se necesitan mejores métodos de extracción y explotación de los hidrocarburos y el enfoque de este trabajo se hace con respecto al gas natural en México, lo cual se explica en el siguiente capítulo.

1.3.2. Demanda mundial de gas natural y su relación con México

De acuerdo con el escenario de referencia del Department of Energy (DOE) de los Estados Unidos, el consumo mundial de gas natural pasará de 284.1 miles de millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) a 386.6 mmpcd entre 2005 y 2020.

Cuadro 2
Demanda mundial de gas natural por región, 1990-2020
(miles de millones de pies cúbicos diarios)

Región/País	1990	2004	2005	2010	2015	2020	tmca*
Norteamérica	61.6	75.1	75.1	79.2	82.2	83.8	0.7
Europa	31.8	51.8	52.9	56.7	62.5	67.7	1.7
Asia	7.7	14.2	14.2	15.9	17.5	18.1	1.6
Total OCDE	101.1	141.1	142.2	151.8	162.2	169.6	1.2
No OCDE							
Europa y Euroasia	73.2	66.8	69.3	74.8	80	84.7	1.3
Rusia	47.4	43.8	44.4	47.4	50.4	52.3	1.1
Otros	26	23	24.9	27.4	29.6	32.1	1.7
Asia	7.9	23.3	25.5	34.5	46	58.1	5.6
China	1.4	3.8	4.7	7.4	10.7	13.7	7.5
India	1.1	3	3.6	4.9	6.6	7.9	5.5
Otros	5.5	16.7	17.5	22.2	28.8	36.4	5
Oriente Medio	9.9	23.6	26.8	30.7	35.1	38.9	2.5
África	3.8	7.1	8.2	9.9	12.3	15.3	4.2
Centro y Sudamérica	5.5	11.2	12.1	15.3	18.4	20.3	3.5
Total no OCDE	100	132.1	141.9	165.2	191.8	216.7	2.9
Total Mundial	201.1	273.4	284.1	317	354	386.6	2.1

*Tasa media de crecimiento anual 2005-2020.

Fuente: *International Energy Outlook 2008*, EIA/DOE.

Esto significa que la tasa de crecimiento anual del gas natural será ligeramente menor a la del carbón, dado que se espera será una fuente importante en la generación de electricidad y el sector industrial, debido a que es una opción ambientalmente más atractiva, su combustión es más eficiente respecto al carbón y los petrolíferos. Estas condiciones lo privilegiarán ya que algunos gobiernos están implementando políticas de desarrollo sustentable, tanto regionales como nacionales, para reducir emisiones de dióxido de carbono (CO₂).

Cabe señalar que, el DOE consideró un comportamiento en el escenario de precios del petróleo crudo, donde el promedio anual de 2007 fue de 72.3 dólares por barril, es decir 9.5% mayor respecto a 2006, y casi el doble del registrado durante 2003. Ante la

expectativa de que los precios del crudo permanezcan elevados, y al ser el gas natural un combustible sustituto en muchos sectores de uso final, se incrementa la posibilidad de un mayor consumo del gas para los próximos años.

1.3.3. Demanda Nacional de gas natural

Según cifras de la Secretaría de Energía de México (Sener) recabadas en los últimos años, el panorama actual y la evolución del mercado nacional de gas natural durante los últimos 10 años, hace destacar algunos aspectos relevantes; como el incremento de la producción nacional de gas natural, la diversificación de las importaciones de gas natural licuado (GNL) para abastecer de 250 mmpcd del mercado interno con gas proveniente la terminal de regasificación de Altamira. Al mismo tiempo, continuó en ascenso la demanda interna, motivado por los proyectos del sector eléctrico y por los precios relativos del gas. Estos últimos favorecieron un mayor consumo de gas sobre muchos combustibles sustitutos cuyos precios siguieron el alza de los precios del crudo en los mercados de referencia. Además, las exportaciones de gas natural por el área de Reynosa registraron un máximo histórico en el último año.

Durante 2007, la actividad económica en México presentó un menor dinamismo que en el año anterior. El Producto Interno bruto (PIB) registró un crecimiento real anual de 3.3%, en comparación con 4.8% en 2006. Esta desaceleración se originó, principalmente, por un menor crecimiento de la demanda externa, aunque también el gasto interno atenuó su ritmo de expansión. Por su parte, la disminución del crecimiento de la masa salarial y de los ingresos por remesas del exterior contribuyeron a la desaceleración del consumo privado.

La evolución de la inflación en México durante 2007 se vio afectada por el alza en las cotizaciones internacionales de diversas materias primas, particularmente, las utilizadas como insumos en la producción de alimentos. Cabe señalar, que en 2007 la inflación a nivel mundial repuntó, debido principalmente al incremento de precios de los energéticos y los alimentos, provocado por el crecimiento de la demanda interna de diversas economías emergentes. Lo que se reflejó en la actividad económica de México⁷.

⁷ De acuerdo con *Informe Anual 2007*, Banco de México, abril de 2008.

Pese al entorno, la creciente utilización del gas natural a lo largo de la última década continuó en ascenso durante 2007. De esta manera, el consumo de gas natural creció 6.8% respecto al año anterior, para alcanzar un promedio de 6,975 mmpcd. Si bien, el crecimiento de la actividad económica nacional de 2007 fue más bajo que en 2006, el comportamiento del precio del gas natural respecto a otros combustibles durante el año, favoreció a un crecimiento considerable en la demanda del hidrocarburo dentro del mercado interno.

Grafica 7
Crecimiento de la demanda de gas natural y el PIB en México, 1997-2007



* Las cifras del PIB están referidas al año base de 1993.

Fuente: IMP e INEGI.

Como se observa en la gráfica 7 la evolución del crecimiento de la demanda de gas natural y su relación con el PIB, a medida que se incrementa uno se incrementa el otro, esto es debido a que al mejorar el PIB se necesitan de mayores cantidades de gas natural para satisfacer las necesidades de la industria nacional.

El impacto positivo de la estabilidad del precio sobre el consumo de gas natural resultó de la escalada constante de los precios del petróleo, que a su vez incrementó los precios de sus derivados que compiten con el gas natural en los sectores de uso final. No obstante, el precio de venta de primera mano del gas natural en Ciudad Pemex promedió 5.89 USD/MBTU en 2007, apenas 0.02 USD/MBTU más que en 2006.

La distribución sectorial del consumo de gas natural en 2007, quedó estructurada en 37.8% por el sector eléctrico, 25.2% el sector petrolero, 20.4% las recirculaciones del sector petrolero, 14.9% sector industrial y el resto correspondió a los sectores residencial, servicios y transporte.

En cuanto al comportamiento a lo largo del año, el sector eléctrico continuó con un crecimiento dinámico en su consumo a partir de mayo, alcanzando su máximo en julio de 2,882 mmpcd. Esto debe principalmente a que el precio del combustible resultó atractivo para el predespacho de generación eléctrica del servicio público, inclusive los Productores Independientes de Energía (PIE's) mantuvieron su consumo por encima de los 1,500 mmpcd en los meses de junio y julio, mientras que en el tercer trimestre del año el uso del gas natural para autogeneración y exportación de electricidad se mantuvo alto respecto al resto del año.

El sector industrial presentó incentivos para mantener un consumo por encima de los 1,000 mmpcd, salvo en los meses de abril, julio y septiembre. Esto se sustentó en parte por la elasticidad del precio del combustible durante 2007, así como el alza de los precios de algunas materias primas, lo que favoreció una tendencia positiva en los índices productivos de algunas ramas del sector, manteniendo sus consumos de gas natural.

Cuadro 3
Demanda nacional de gas natural por sector, 2007-2017
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	tmca
Total	6,975	7,273	8,244	8,258	8,228	8,328	8,495	8,662	8,851	9,235	9,374	3
Petrolero	3,184	3,359	4,248	4,105	3,977	3,847	3,844	3,830	3,795	3,920	3,850	1.9
Eléctrico	2,638	2,804	2,880	2,982	3,049	3,182	3,321	3,468	3,660	3,886	4,058	4.4
Industrial	1,040	985	980	1,024	1,045	1,132	1,154	1,179	1,204	1,230	1,261	1.9
Residencial	88	98	107	115	123	130	137	143	149	154	157	6
Servicios	24	23	26	28	30	32	34	36	37	38	39	5.1
Transporte Vehicular	2	3	3	3	4	4	4	5	6	6	8	15.3

Fuente: IMP con base en información de la CFE, CRE, Pemex, Sener y empresas privadas.

El escenario macroeconómico es el insumo principal que sustenta a la estimación de la demanda del mercado nacional de gas natural para los próximos 10 años. El escenario macroeconómico que sustenta a la *Prospectiva del mercado de gas natural 2008-2017*, se desarrolló con base en los Criterios Generales de Política Económica de 2008 emitidos por

la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, el escenario de precios de los hidrocarburos autorizado por la Secretaría de Energía, y entre otras consideraciones, de las cuales la más importante es la recesión que se prevé experimentará la economía mundial, y tendrá un impacto en la demanda de combustibles.

Como resultado de los componentes y las variables independientes mencionadas, el consumo interno de gas natural experimentará un crecimiento promedio anual de 3.0%, pasando de 6,975 mmpcd en 2007 a 9,374 mmpcd en 2017. En el periodo 2007-2017, el sector eléctrico presentará el mayor crecimiento en volumen hacia el último año, con un total de 1,420 mmpcd respecto a 2007 (véase cuadro 3).

1.4. Oferta de Gas Natural

Se espera que los países que no pertenecen a la OCDE aporten 94.1% del incremento de la producción mundial de gas natural entre 2005 y 2020. En el escenario de referencia del DOE la producción mundial crece a una tasa anual de 2.2% hacia 2020, mientras que la oferta de los países de la OCDE sólo crecerá 0.4% anual en el mismo periodo.

En los países no OCDE, el principal desarrollo de la producción provendrá de Rusia y de las regiones de Oriente Medio y África, que en conjunto representarán 54.9% del crecimiento de la producción mundial durante el periodo.

1.4.1. Oferta mundial de gas natural

Las regiones de Norteamérica, Europa y Asia desarrollarán grandes proyectos de exportación hacia otras, principalmente a través de gasoductos en el caso de Rusia y África, y en muchos de los países de Oriente Medio con cargamentos de GNL. Si bien, en los últimos años Rusia ha reducido el suministro de gas a Ucrania debido a la falta de acuerdos en el precio, no ha puesto en riesgo el suministro hacia los países de la OCDE en Europa a través de su amplia red de gasoductos. Además, Rusia continúa con planes de expansión de gasoductos hacia China y Corea del Sur, y su incursión en el mercado de GNL.

Cuadro 4
Producción mundial de gas natural por región, 2005-2020
(miles de millones de pies cúbicos diarios)

Región/País	2005	2010	2015	2020	tmca*
Norteamérica	72.6	74.5	74.2	74.2	0.1
Europa	29.9	31	30.7	29.3	-0.1
Asia	4.9	6	7.9	10.1	4.9
Total OCDE	107.4	111.8	112.9	113.7	0.4
No OCDE					
Europa y Euroasia	80.3	90.7	98.9	105.2	1.8
Rusia	61.9	68.2	73.7	78.6	1.6
Otros	18.1	22.5	25.5	26.3	2.5
Asia	30.7	37.5	47.1	56.4	4.1
China	4.9	6.8	8.8	10.4	5.1
India	3	4.1	5.5	6.6	5.3
Otros	23	26.6	32.9	39.7	3.7
Oriente Medio	30.7	40	46.3	52.9	3.7
África	16.7	21.6	29.3	37	5.4
Centro y Sudamérica	13.4	17	20	21.6	3.2
Total no OCDE	171.8	206.8	241.9	273.2	3.1
Total Mundial	279.2	318.4	354.8	386.8	2.2

*Tasa media de crecimiento anual 2005-2020.

Fuente: *International Energy Outlook 2008*, EIA/DOE.

Como puede observarse en la gráfica 4 las expectativas de producción que hay en los países de Asia que no pertenecen a la OCDE, será muy dinámica, ya que en este bloque se ubican China e India. Si bien la oferta de la región tendrá un incremento de 25.8 mmpcd entre 2005 y 2020, el incremento del consumo por la gran actividad que se desarrollará en esos países hace prever que será una región deficitaria, pese a que hay países que poseen importantes cantidades de reservas.

Las tres regiones superavitarias en producción neta de gas hacia 2020 serán Europa-Euroasia no OCDE, Oriente Medio, África y en menor medida Centro y Sudamérica. En la región de África 58.5% de la producción de gas natural será destinada a exportación, por lo que se están considerando ductos que conecten con Europa en el norte del continente, y otra parte será a través de expansiones en la capacidad de licuefacción. En el caso de la región de Europa-Euroasia no OCDE, se debe a la ubicación de Rusia como principal productor de gas, país que se estima exportará 33.4% de su producción hacia 2020.

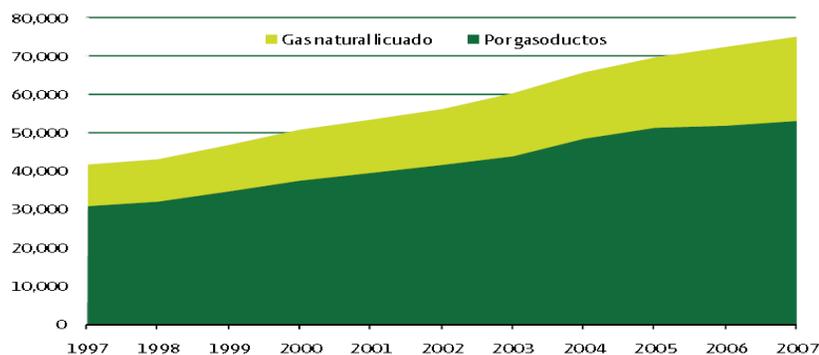
1.4.2. Oferta mundial de gas natural licuado

El gas natural licuado (GNL) es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Es la mejor alternativa para monetizar reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente ya sea por gasoducto o por generación de electricidad. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$. Así, para poder transportar el gas natural licuado, se ha de lograr reducir el volumen del gas natural en 600 veces, donde se transportará en buques especiales llamados metaneros. El GNL es inodoro, incoloro, no tóxico, su densidad (con respecto al agua) es 0,45 y sólo se quema si entra en contacto con aire a concentraciones de 5 a 15%.

Existen diferentes puntos de vista acerca de la globalización del mercado de gas natural. Históricamente la industria del GNL se ha desarrollado en mercados regionales, donde la manera de valorar el gas es diferente y predominan las transacciones entre ciertos países. Esto se ha generado a partir de la distribución del recurso gasífero, la disponibilidad de fuentes alternativas de energía y los asuntos geopolíticos peculiares de cada región.

Sin embargo, el aumento en la producción y el consumo mundial está incrementando las importaciones, principalmente en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), generando tensiones sensibles a cualquier variación del mercado e incrementando en el corto plazo el volumen de GNL intercambiado y precios más elevados que favorecen las interacciones globales.

Grafica 8
Comercio internacional de gas natural, 1997-2007
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, varios años.

Así, el gas natural intercambiado en el mundo alcanzó un volumen de 75,088 mmpcd en 2007, lo que representó 26.4% de la producción mundial del hidrocarburo, mientras que esa misma proporción fue de 19.3% en 1997. La mayor parte del comercio continúa realizándose a través de gasoductos, aproximadamente 70.8%; sin embargo el restante 29.2% que se hace en forma de GNL, comienza a ser importante en vías de una globalización del mercado.

En los últimos años el proceso de globalización de la industria del gas se viene consolidando a través de los intercambios globales más integrados con precios regionales y una libre asignación de los cargamentos de GNL. Mientras la industria del gas natural se va globalizando, algunos analistas advierten que falta mucho camino por recorrer para alcanzar los niveles de globalización del mercado de petróleo.

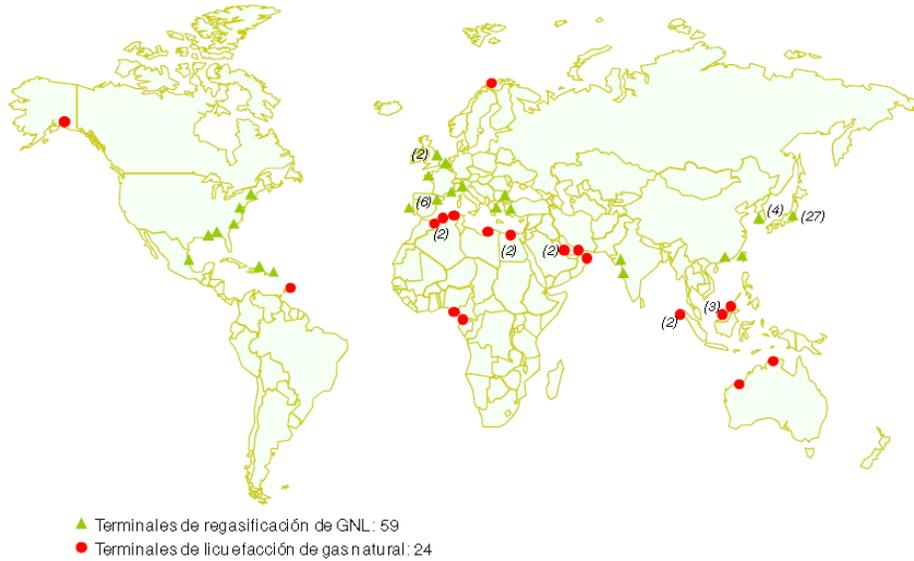
Aun cuando los mercados de gas natural están más conectados hoy en día respecto a una década atrás, se sigue considerando una industria regional debido a que las ventas de GNL sólo representan 7.7% de la producción mundial de gas seco, comparado con el 48.9% del petróleo y 15% del carbón que se comercializan a través de transporte marino en el mundo. Conforme el GNL se vaya convirtiendo en un *commodity*⁸, su influencia aumentará en el precio de los mercados con comportamientos similares, pese a que en el corto plazo difícilmente sucederá.

Entre los países exportadores, Qatar es el mayor productor del mercado de GNL que durante 2007 exportó 3,723 mmpcd. Malasia se ubicó como el segundo mayor productor al colocar 2,882.3 mmpcd en ese mismo año, con este volumen superó por primera vez la producción proveniente de Indonesia que disminuyó 6.2%. Por su parte, las exportaciones de Argelia permanecieron estables, mientras que las de Egipto cayeron 9.1% principalmente porque aumentó su demanda interna de gas natural. Nigeria presentó un aumento de 20.4% en la producción de GNL, con la entrada en operación del sexto tren de licuefacción de la terminal en Bonny Island⁹.

⁸ Una commodity, en inglés el término original, es un bien o servicio para el que existe demanda, pero que es provisto sin gran aportación de valor por el mercado.

⁹ Planta de Gas Natural Licuado localizada en Nigeria, África. Es propiedad de Shell

Mapa 1
Terminales de licuefacción y regasificación de GNL existentes a 2007



Fuente: *International Energy Agency*.

Con esto Europa y África son las principales terminales de licuefacción del mundo haciendo con esto que sea doblemente importante aumentar las reservas de gas natural en México ya que de no hacerlo estaremos mas supeditados a las importaciones tanto de Estados Unidos como de Venezuela o de Europa para el consumo interno, ya que la demanda nacional está en aumento cada año.

Como se observa en el cuadro 5, la cuenca del Pacífico continúa siendo la ruta comercial más importante entre los exportadores, la cual durante 2007 transportó 39.0% de GNL comercializado. Sin embargo, los exportadores de Medio Oriente y de la cuenca del Atlántico aumentaron en el último año sus exportaciones en 821.4 mmpcd y 552.5 mmpcd, respectivamente. Guinea Ecuatorial y Noruega se integraron a los exportadores de la cuenca del Atlántico. La planta de licuefacción de Guinea Ecuatorial se encuentra ubicada en la Isla de Bioko y comenzó operaciones durante mayo de 2007, mientras que la terminal de Snohvit en Noruega, ubicada en la Isla de Melkoya, comenzó operaciones comerciales en octubre.

Cuadro 5
Exportaciones de GNL, 1997-2007
(millones de pies cúbicos diarios)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Total	10,768.60	10,933.00	12,016.70	13,215.00	13,830.80	14,511.90	16,335.70	17,170.10	18,267.80	20,422.50	21,905.70
Qatar	280.6	464.4	786.6	1,354.70	1,600.30	1,798.60	1,856.70	2,321.50	2,622.00	3,008.00	3,723.00
Malasia	1,944.70	1,877.00	1,988.30	2,029.10	2,023.10	1,985.40	2,263.00	2,670.80	2,759.40	2,712.90	2,882.30
Indonesia	3,454.10	3,492.80	3,755.00	3,444.60	3,076.70	3,321.50	3,450.20	3,231.40	3,043.80	2,861.00	2,683.90
Argelia	2,351.10	2,409.10	2,492.30	2,539.60	2,471.10	2,600.70	2,709.10	2,484.60	2,484.60	2,387.90	2,386.90
Nigeria	-	-	71.6	541.3	757.6	758.5	1,140.70	1,214.80	1,164.90	1,700.90	2,047.30
Australia	948.2	957.8	974.3	975.5	986.9	970.4	1,017.80	1,174.30	1,436.80	1,744.40	1,958.30
Trinidad y Tobago	-	-	198.3	338.7	353.1	514.7	1,152.30	1,349.90	1,355.50	1,572.20	1,756.10
Egipto	-	-	-	-	-	-	-	-	670.5	1,448.40	1,316.80
Omán	-	-	-	238.3	718.9	770.2	891.1	871.3	892.1	1,116.50	1,177.50
Brunei	793.4	783.7	813.7	848.1	870.8	884.3	935.6	916.6	885.3	949.1	904.6
Emiratos Árabes	725.6	686.9	684	668.7	685	662.8	687.9	712.1	690.8	685	730.50
Guinea Ecuatorial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	137.4
Estados Unidos	164.5	174.2	159.6	159.2	173.2	164.5	158.7	162.1	178	166.4	114.2
Libia	106.4	87.1	92.9	77.2	74.5	61	72.6	60.8	84.2	69.7	73.5
Noruega	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.5
Taiwán	-	-	-	-	39.7	-	-	-	-	-	-
Japón	-	-	-	-	-	14.5	-	-	-	-	-
Corea del Sur	-	-	-	-	-	4.8	-	-	-	-	-

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy*, varios años.

1.4.3. Oferta actual nacional de gas natural

La oferta nacional de gas se compone del gas seco de proceso de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), del gas usado por Pemex Exploración y Producción (PEP) en operaciones y recirculaciones, y de otras corrientes que complementan la oferta de PGPB. Así, del gas seco que se ofrece en México el 17.6% es de PEP, el cual no sale al mercado nacional, salvo un volumen marginal que se entrega a PR; y 82.4% es de PGPB que es comercializado tanto para el mercado interno como externo y para los insumos de gas de las otras subsidiarias de Pemex (véase cuadro 6).

Cuadro 6
Oferta nacional de gas natural, 1997-2007
(millones de pies cúbicos diarios)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	tmca
Total	3,726	4,004	4,039	4,091	4,074	4,134	4,326	4,626	5,046	5,543	6,025	4.9
Oferta de PEP	476	475	452	438	445	417	429	555	803	858	1,058	8.3
De Formación empleado por PEP	454	457	435	426	439	394	424	554	802	856	1,057	8.8
Para operación	155	175	192	186	197	201	209	243	401	470	586	14.2
Para recirculaciones	299	282	243	240	242	193	214	311	400	386	471	4.6
Entrega directa a refinación	21	18	17	12	6	22	5	1	1	2	2	-23.2
Oferta de PGPB	3,251	3,529	3,587	3,654	3,629	3,717	3,898	4,071	4,244	4,685	4,967	4.3
Plantas PGPB	2,799	2,816	2,709	2,791	2,804	2,916	3,029	3,144	3,147	3,445	3,546	2.4
Directo de campos	381	599	750	752	710	697	763	815	998	1,152	1,334	13.3
Etano inyectado a ductos	47	94	114	98	101	91	95	108	94	87	87	6.4
Otras corrientes	24	20	14	13	14	13	10	4	5	1	-	n.a.

Fuente: *Sener con base en información de PEP y PGPB.*

Cabe señalar que, durante la década el incremento de la oferta de gas directo de campos proveniente de PEP, ha beneficiado al aumento del gas seco disponible de PGPB. Este gas dulce de campos ha crecido a 13.3% anual entre 1997 y 2007, llegando a representar 26.8% del gas aporta PGPB al oferta nacional. Gran parte del origen de este gas proviene del desarrollo de campos de gas no asociado principalmente en la cuenca de Burgos. PGPB cuenta con 10 complejos procesadores de gas³⁰, de ellos, ocho están ubicados en la región sur-sureste del país (en Chiapas, Tabasco y Veracruz) y dos en la región noreste (en Tamaulipas). En los complejos existe un total de 20 plantas endulzadoras y 19 criogénicas cuya capacidad instalada alcanzan 4,503 mmpcd y 5,742 mmpcd, respectivamente. Así, durante 2007 el porcentaje de utilización de las plantas endulzadoras fue de 70.2%; mientras que las criogénicas 74.3%.

Derivado de la participación coordinada de los organismos subsidiarios PEP y PGPB, se ha diseñado una estrategia de crecimiento denominada “Proyecto integral Burgos”, con los objetivos de incrementar la oferta nacional de gas mediante la explotación de campos con reservas de gas no asociado en la cuenca de Burgos y de disponer de los activos necesarios para manejar un mayor volumen de gas en el área de Reynosa. El 15 de enero de 2007 se inició la construcción de las plantas criogénicas 5 y 6 en el Centro Procesador de Gas Burgos, las cuales tendrán una capacidad de proceso de 200 millones de

pies cúbicos diarios cada una. Al finalizar el año el avance físico de la construcción fue de 61%. Se estima que estas plantas entrarán en operación a finales del 2008.



Fuente: *Sener*.

1.4.4. Producción de gas natural nacional

Durante 2007, la producción de gas natural alcanzó 6,058 millones de pies cúbicos diarios, con una variación positiva de 13.1% respecto al año previo, del cual 56.9% fue gas asociado y la diferencia no asociado. Enmarcado en la tendencia ascendente en la producción de gas natural que permitió alcanzar una serie de máximos sucesivos a lo largo del año, el 27 de octubre de 2007 se obtuvo el máximo histórico para un día con un volumen de 6,611 mmpcd.

Todas las regiones aumentaron su producción en 2007, (ver cuadro 8) en especial las Marinas y la Norte. En esta última destacan los activos Burgos, por la productividad de sus pozos; Veracruz por la variación positiva en su producción; y Poza Rica-Altamira debido a la optimización de sus operaciones e infraestructura; en la Región Marina Noreste sobresale Cantarell por el incremento en la producción de pozos con alta relación gas-aceite, pese a que el campo se encuentra en su fase natural de declinación, y en la Marina Suroeste destaca el activo Litoral de Tabasco.

Cuadro 7
Extracción de gas natural por región, 1997-2007
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	tmca
Extracción Total	4,467	4,791	4,791	4,679	4,511	4,423	4,498	4,573	4,818	5,356	6,058	3.1
Marina Noreste	640	686	648	737	794	831	940	947	928	920	1,157	6.1
Marina Suroeste	1,009	1,000	922	820	736	621	581	603	655	856	993	-0.2
Sur	2,046	2,067	1,996	1,857	1,743	1,704	1,630	1,495	1,400	1,352	1,353	-4.1
Norte	773	1,038	1,224	1,266	1,238	1,268	1,347	1,528	1,835	2,228	2,556	12.7

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

Fuente: *Memoria de Labores e Informe estadístico de labores*, Pemex, varios años.

La producción de gas asociado fue de 3,445 mmpcd en 2007, lo que representó un aumento de 11.5% con relación al año anterior, debido a la mayor producción de las regiones marinas, en especial de la Noreste.

La producción de gas asociado en el activo Cantarell fue de 945 mmpcd, 31.7% más que en 2006, mientras que en la región Marina Suroeste, el activo Litoral de Tabasco produjo 448 mmpcd, equivalente a 30.5% más que el año anterior.

Por su parte, la producción de gas no asociado creció 15.3% con respecto al año precedente, alcanzando un volumen de 2,613 mmpcd para 2007. Este valor significó la mayor participación del gas no asociado en la producción total promedio para un año (43.1%). En cuanto al origen de la producción, la región norte aportó 2,424 millones de pies cúbicos diarios, 92.8% del total de gas no asociado y 321 mmpcd más que en 2006; donde sobresalen los activos Burgos y Veracruz que registraron una producción de 1,412 y 921 mmpcd, respectivamente. Esta región constituye un factor fundamental en el incremento de la producción, tanto del gas no asociado como del total nacional.

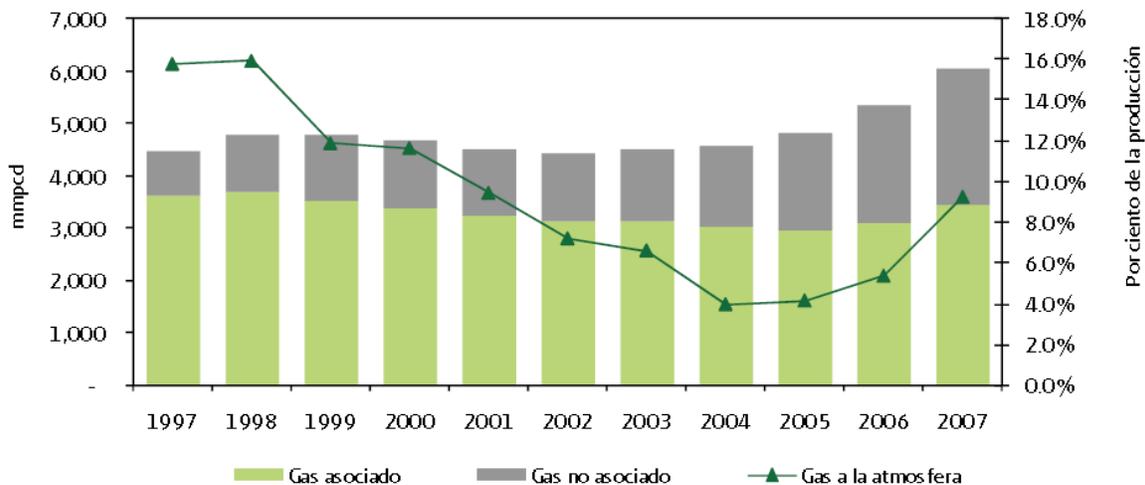
Cabe señalar que, mediante los Contratos de Obra Pública Financiada se alcanzó una producción de 189 mmpcd al cierre de 2007, cantidad que representó 13.4% de la producción total del Activo Integral Burgos¹⁰.

La disponibilidad de gas natural de PEP durante 2007 ascendió a 7,211 mmpcd, 9.7% mayor a la del año previo. De la disponibilidad total, 84.0% provino de la producción en campos y la diferencia de plantas de gas de PGPB. Del volumen disponible, PEP consumió 785 mmpcd, en operación. La cantidad de gas enviado a la atmósfera fue de 560

¹⁰ Reportes de producción y de inversión en el Proyecto Integral Burgos, proporcionados por PEP.

mmpcd, volumen casi al doble respecto al año anterior, lo que generó un porcentaje de aprovechamiento de 90.8% respecto a la producción de 2007.

Grafica 9
Producción de gas natural por tipo y porcentaje de gas enviado a la atmósfera, 1997-2007



Incluye la quema y el gas natural ventado a la atmósfera en campos.
 Fuente: Sener con información de *Memoria de labores e Informe estadístico de labores*, Pemex.

1.4.5. Oferta futura de gas natural en México

La oferta de gas natural para este ejercicio de prospectiva tiene su origen en una cartera de proyectos que contiene las oportunidades de inversión asociadas a las reservas y recursos prospectivos de hidrocarburos identificados y documentados en nuestro país a 2008, de acuerdo con los objetivos y estrategias del Plan de Negocios de (PEP).

Así, PEP integró una cartera de proyectos donde se identifican posibles perfiles de producción de petróleo y gas natural, considerando el desarrollo potencial de reservas a incorporar por la actividad exploratoria, e inversiones para explotación y exploración, el posible desarrollo de aguas profundas y el desarrollo del proyecto Chicontepec (también llamado Aceite Terciario del Golfo). Las oportunidades de producción son seleccionadas de acuerdo a su generación de valor económico, por consiguiente, algunas son postergadas ante otras que son mejores bajo un presupuesto estimado para los próximos 10 años.

A partir de la extracción considerada de gas natural y su caracterización correspondiente para el periodo 2008-2017, PEP estimó la cantidad y calidad del gas que

pondrá a disposición de PGPB para inyección a gasoductos o para procesamiento en sus complejos. Con ello, PGPB evaluó la oferta de gas seco que se inyectará al SNG y comercializará en los próximos 10 años.

Las características de las premisas consideradas para la cartera de proyectos de PEP han sido ampliamente detalladas en la *Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2008-2017*, por lo que en esta sección se desatacan los aspectos más relevantes en términos de la producción de gas natural para los próximos años.

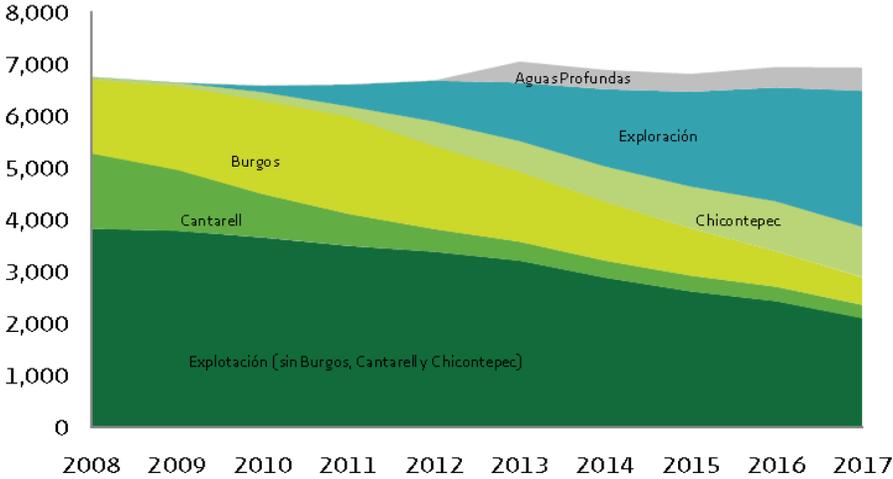
Algunas directivas relevantes que dan sustento al escenario de producción de gas natural de PEP son:

- Actualizar la estrategia de desarrollo en Cantarell y Burgos.
- Fortalecer la capacidad de ejecución en el proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec) al agregar un mayor número de equipos de perforación.
- Intensificar la actividad exploratoria y de futuro desarrollo de aguas profundas, iniciando producción de gas a partir de 2013, principalmente con el proyecto Lakach.
- Mantener la exploración en las cuencas de Burgos, Veracruz, Tampico-Misantla y las del Sureste. En estas últimas se dirigen esfuerzos hacia la producción de gas no asociado en la provincia de Macuspana.
- Los proyectos de las regiones Sur y Suroeste mantienen estables sus producciones, con una estrategia de explotación que incluye la perforación de pozos de desarrollo, reparaciones mayores y la puesta en producción de nuevos descubrimientos.

El escenario de producción planteado por PEP permite cumplir la meta establecida por el programa estratégico de 6,000 mmpcd. Así, el escenario mantiene una expectativa de producción mayor a 6,500 mmpcd en promedio durante el periodo de 2008-2017. Estos niveles de producción promedio dependerán del éxito de la actividad exploratoria, generalmente sujeta a un alto grado de incertidumbre; la disponibilidad de recursos oportunos, tanto financieros como técnicos; y, la capacidad de ejecución de un mercado de

materiales y servicios para suministrarlos eficientemente de acuerdo a los ritmos de ejecución de los proyectos de PEP.

Grafico 10
Producción de gas natural por categoría de proyectos, 2008-2017
(millones de pies cúbicos diarios)



Nota: Burgos incluye la aportación de los Contratos de Obra Pública Financiada.
 Fuente: Pemex Exploración y Producción.

1.5. Conclusiones

En este primer capítulo se describió el panorama internacional del gas natural en las diferentes regiones productoras y consumidoras alrededor del mundo. En particular, compara al hidrocarburo con otras fuentes de energía primaria, determina con ello el auge que ha adquirido en el mercado internacional de energéticos en los últimos años. Se muestran los resultados del Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos, en cuanto a la oferta y demanda mundial del combustible hacia 2020 y la perspectiva de la industria de GNL con los proyectos detectados por la Agencia Internacional de Energía (AIE) a 2017. Además, se analiza el consumo, y la producción mundial, así como la oferta de gas natural licuado (GNL).

También se menciona el hecho del agotamiento del petróleo mediante la teoría de Hubbert, que predice que en un futuro las reservas de petróleo y por lo tanto de gas natural se habrán de agotar, haciendo que este recurso por lo tanto adquiera mayor importancia su explotación ordenada. Nos acercamos al cenit del petróleo que está calculado para el año

2010 y que a partir de ahí, vendrá una declinación natural, por ser un recurso finito y no renovable.

Como hemos observado, en la década de los noventa México comienza a desarrollar un mercado interno de gas natural como respuesta a la creciente importancia de las políticas de sustentabilidad generalizadas a nivel mundial, así como a las mejoras en eficiencia de las plantas de ciclo combinado para la generación de electricidad. Así, se comenzó a fomentar del uso de combustibles más limpios y eficientes. Su empleo presenta ventajas económicas y ecológicas, acorde a las políticas de sustentabilidad actuales que se orientan al empleo de combustibles limpios y eficientes. El gas natural constituye la tercera fuente de energía, después del petróleo y el carbón a nivel mundial.

También hemos observado el comportamiento tanto de la demanda como de la oferta a nivel nacional para poder determinar cuáles son las variables que mas impactan tanto en la oferta como en la demanda de gas natural, así como observar los niveles mínimos de importación a los estará sujeto la política energética que el país tendrá que asumir en los años posteriores.

En estos puntos se basa todo el desarrollo de la tesis, en la correcta definición de las variables tanto internas como externas que van a ser insertadas en el modelo de programación lineal, con la finalidad de que con los mínimos niveles de inversión podamos obtener el máximo nivel de producción de gas natural y con ello poder satisfacer los niveles necesarios de demanda que exige el país en el marco de los objetivos y estrategias delineadas en el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 y en el Programa Sectorial de Energía 2007-2012.

1.6. Referencias Bibliográficas

Bibliografía

Prospectiva del Gas Natural, 2008 – 2017, SENER 2008, formato digital.

BP Statistical Review of World Energy, Junio de 2008, formato digital.

World Economic Outlook, Fondo Monetario Internacional, abril de 2008. Formato digital.

International Energy Outlook 2008, Energy Information Administration. Formato digital.

Las reservas de hidrocarburos de México 2008, Pemex Exploración y Producción, 2008.

Memoria de labores e Informe estadístico de labores 2007, Pemex, 2008.

Anuario Estadístico 2007, Pemex, 2008.

Referencias en internet

Department of Energy, www.energy.gov

Energy Information Administration, www.eia.doe.gov

Petróleos Mexicanos, www.pemex.com

Pemex Exploración y Producción, www.pep.pemex.com

Organización de Países Exportadores de Petróleo, www.opec.org

Sistema de Información Energética (SIE), Secretaría de Energía: ssie_se.energia.gob.mx/

CAPITULO 2. MARCO NORMATIVO, REGULACIÓN E IMPORTACIONES

2.1. Marco regulatorio

2.1.1 Definición de la problemática por resolver

En este capítulo se hace referencia al marco regulatorio y normativo aplicable a la industria del gas natural en México. Se destacan en el presente capítulo, las principales disposiciones aplicables en materia de gas natural, considerando que una exposición más detallada de los preceptos fundamentales se contiene en el capítulo correspondiente al *Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo del Documento de Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2008-2017*.

En México, el marco legal que define la organización industrial del sector energético y las bases para su regulación está dado principalmente por lo que establece la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en sus artículos 25, 27 y 28, así como las leyes que se derivan o vinculan con dichas disposiciones. Este marco ha sido objeto de modificaciones a lo largo del tiempo, la última de ellas durante 2008 cuando se discutieron de manera amplia una serie de iniciativas que derivaron en reformas a leyes ya existentes y en la expedición de otras nuevas.

El gráfico 11 ejemplifica como está organizado el marco legal, los artículos que la regulan así como los organismos gubernamentales que se relacionan entre sí.

Gráfico 11
Marco Legal y regulatorio del Sector Energético.



Fuente: SENER

De igual manera, se muestra la evolución de la actividad regulatoria de la industria de gas natural y las acciones que se llevaron a cabo en el sector entre 2007 y mediados de 2008, por la Comisión Reguladora de Energía (CRE¹¹).

2.2. Marco Regulatorio del sector energético

El marco regulatorio básico de la industria del gas natural se conforma, de manera general, por los siguientes ordenamientos:

2.2.1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

Las disposiciones constitucionales relativas al gas natural en México se encuentran fundamentalmente previstas en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

El artículo 27, en el párrafo cuarto, dispone que:

“Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas; de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como... el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos...”

A su vez, en el párrafo sexto del artículo cita lo siguiente:

“Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva” .

¹¹ Regula las industrias de gas natural y electricidad en México.

2.2.2. Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo

La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, considera los siguientes aspectos esenciales aplicables en la materia:

- “Sólo la Nación, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, podrá llevar a cabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos, que constituyen la industria petrolera. La industria petrolera abarca, entre otras actividades, la exploración, explotación, elaboración y ventas de primera mano del gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración”.
- “Salvo lo dispuesto en el artículo 3o., el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan”.

2.2.3. Principales atribuciones de la Secretaría de Energía en materia de Gas Natural

Conforme a lo establecido en el marco jurídico aplicable con relación a la industria del gas natural, la Secretaría de Energía cuenta principalmente con las atribuciones siguientes:

- Establecer y conducir la política energética del país.
- Ejercer los derechos de la Nación en materia de petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos y gaseosos.
- Conducir y supervisar la actividad de las entidades paraestatales sectorizadas en la Secretaría, así como la programación de la exploración, explotación y transformación de los hidrocarburos.
- Promover que la participación de los particulares en las actividades del sector sea en los términos de la legislación y de las disposiciones aplicables.

- Llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético paraestatal.
- Integrar el Consejo Nacional de Energía.
- Proponer al Titular del Ejecutivo Federal la plataforma anual de producción de petróleo y de gas de Petróleos Mexicanos, con base en las reservas probadas y los recursos disponibles, dando prioridad a la seguridad energética del país en el marco de la Estrategia Nacional de Energía.

A su vez y en términos de lo dispuesto por las reformas a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, publicadas en el Diario Oficial de la Federación de fecha 28 de noviembre de 2008, dicha Comisión, como órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, tiene por objeto promover el desarrollo eficiente de las actividades siguientes:

- Las ventas de primera mano del gas.
- El transporte y distribución de gas por ductos, así como el almacenamiento que se encuentre directamente vinculados a éstos, o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución.

2.2.4. Ley de Petróleos Mexicanos

Se destacan en el presente capítulo, las siguientes disposiciones de la Ley de Petróleos Mexicanos aplicables en materia de gas natural:

- El Estado realizará las actividades que le corresponden en exclusiva en el área estratégica del petróleo, demás hidrocarburos y la petroquímica básica, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios de acuerdo con la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y sus reglamentos.
- Pemex y sus organismos subsidiarios, de acuerdo con sus respectivos objetos, podrán celebrar con personas físicas o morales toda clase de actos, convenios, contratos y suscribir títulos de crédito, manteniendo en exclusiva la propiedad y el

control del Estado Mexicano sobre los hidrocarburos, con sujeción a las disposiciones aplicables.

2.2.5. Ventas de Primera Mano

La venta de primera mano (VPM), actividad reservada en exclusiva al Estado por conducto de Pemex y sus organismos subsidiarios, es la primera enajenación de gas de origen nacional que realiza Pemex a un tercero para su entrega en territorio nacional. La CRE regula los precios y condiciones de venta de las VPM.

Durante 2007 y 2008, la CRE prosiguió con el proceso de análisis y adecuación de diferentes instrumentos de regulación asociados con las VPM a efecto de establecer un marco regulador congruente con las condiciones dinámicas del mercado. Las modificaciones más importantes se mencionan a continuación:

- Modificaciones a la cláusula 7 de los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural (TCG).
- Aprobación de los costos de servicio que forman parte del Catálogo de Precios y Contraprestaciones (el Catálogo de precios).

El Catálogo de precios fue aprobado por la CRE mediante la RES/015/2004, publicada el 26 de febrero de 2004.

2.3. Regulación en la industria del Gas Natural

2.3.1. Determinación del precio máximo del Gas Natural objeto de venta de primera mano

Durante la segunda mitad de 2007 la CRE elaboró un proyecto de Resolución por la que se modifica la metodología para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de VPM (precio de VPM de gas natural) por la anterior que fue establecida en el capítulo 4 de la *“Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural, DIRGAS-001-1996 (DPT)”*. El proyecto de modificaciones fue presentado en noviembre de 2007 ante la Cofemer para dar

inicio al proceso de Manifestación de Impacto Regulatorio. Entre las adecuaciones más relevantes que se proponen a través de la Directiva de precio de VPM de gas natural son:

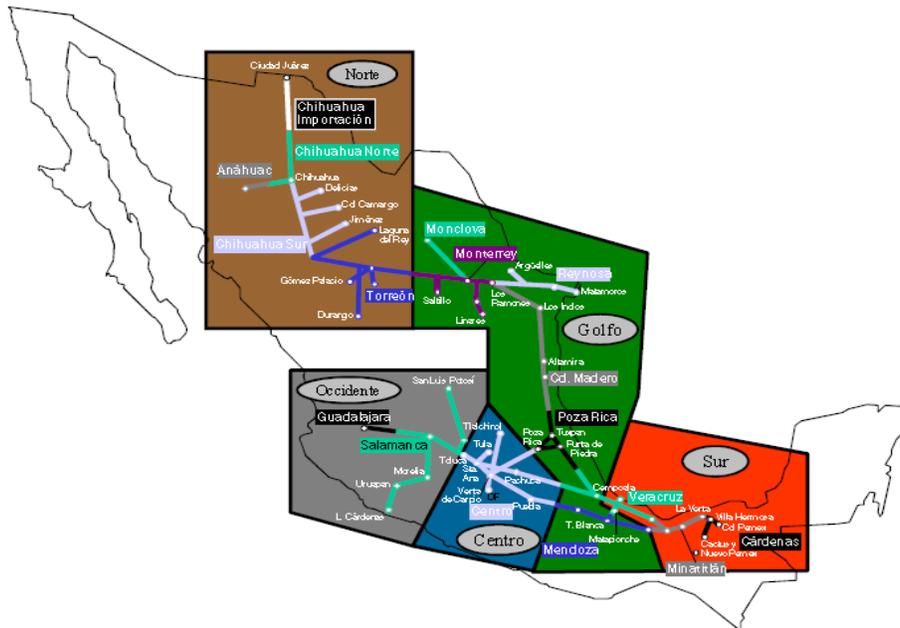
- Se sustituye el actual índice internacional de referencia, ubicado en el mercado de *Houston Ship Channel*¹², por el correspondiente al mercado de *Henry Hub*¹³.
- Se redefine la canasta de índices de referencia en el sur de Texas al adicionar el índice del sistema *Tennessee Gas Pipeline* (TGP). Al efecto, este precio se promediará con el actual índice de Tetco.
- Se realizan modificaciones al ajuste por transporte (*netback*¹⁴) en la metodología a efecto de:
 - a) considerar la nueva estructura y zonificación tarifaria del SNG (véase mapa 4), y
 - b) incorporar el escenario de exportación neta.
- Se propone un mecanismo de sustitución del índice de referencia *Henry Hub* cuando, por circunstancias coyunturales, es decir cuando dicho índice fluctúe de manera sustancialmente diferente a los precios que constituyen la canasta del sur de Texas. El mecanismo de sustitución propuesto permitirá corregir la referencia de precio a efecto de evitar efectos indeseables a causa de tal fluctuación.
- Se da por terminada la metodología transitoria de julio de 1996, de manera que todas las VPM se realicen con base en la metodología de la Directiva de precio de VPM de gas natural.

¹² Houston Ship Channel (HSC) es un índice de precios referente al mercado de futuros y Swaps del Gas Natural.

¹³ El Henry Hub es el mercado *spot* y de futuros de gas natural más grande de los Estados Unidos.

¹⁴ El valor del gas vendido al cliente puesto en boquilla de quemador, menos el costo del transporte a través del sistema de tuberías y menos el costo de producción.

Mapa 4
Nueva zonificación tarifaria para el transporte del SNG



Fuente: SENER.

2.3.2. Modificaciones a la Directiva de Precios y Tarifas

Durante 2007, la CRE prosiguió con el proceso de modificación al esquema de regulación tarifaria a través del proyecto de *Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural* (la Directiva de Tarifas). Dos de los aspectos fundamentales del proyecto son los siguientes:

- Sustitución del esquema de regulación del ingreso máximo por una regulación de tarifas máximas.
- Adecuación de la regulación del precio máximo de adquisición de los distribuidores (ahora precio máximo de comercialización del gas), de manera que ésta refleje la evolución que ha experimentado el próximo régimen permanente de las ventas de primera mano, así como la incorporación de medidas que eventualmente instrumenten los distribuidores de gas para reducir los efectos de la volatilidad de precios.

2.4. Normalización

2.4.1. NOM's

Las Normas Oficiales Mexicanas (NOM's) complementan el marco regulador de la industria de gas natural, ya que establecen los estándares técnicos relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de gas natural a que deben sujetarse los agentes regulados.

A la fecha la CRE cuenta con las siguientes Normas Oficiales Mexicanas en materia de gas natural:

Cuadro 8
Normas Oficiales Mexicanas

NOM	Objeto	Publicación DOF
NOM-001-SECRE-2003	Calidad del gas natural	29-mar-04
NOM-002-SECRE-2003	Instalaciones para el aprovechamiento del gas natural	08-dic-03
NOM-003-SECRE-2002	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos	12-mar-03
NOM-006-SECRE-1999	Odorización del gas natural	27-ene-00
NOM-007-SECRE-1999	Transporte de gas natural	04-feb-00
NOM-008-SECRE-1999	Protección catódica de tuberías de acero para la conducción de gas natural y gas licuado de petróleo	27-ene-00
NOM-009-SECRE-2002	Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P., en ductos	08-feb-02
NOM-010-SECRE-2002	Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad para estaciones de servicio	23-oct-02
NOM-011-SECRE-2000	Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad para estaciones de	23-oct-02
NOM-013-SECRE-2004	Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento sistemas, equipos e instalaciones de recepción, de gas natural licuado que incluyen conducción, vaporización y entrega de gas natural.	08-nov-04

Fuente: SENER

Actualmente se están revisando las siguientes NOM's en materia de gas natural y gas LP por medio de ductos:

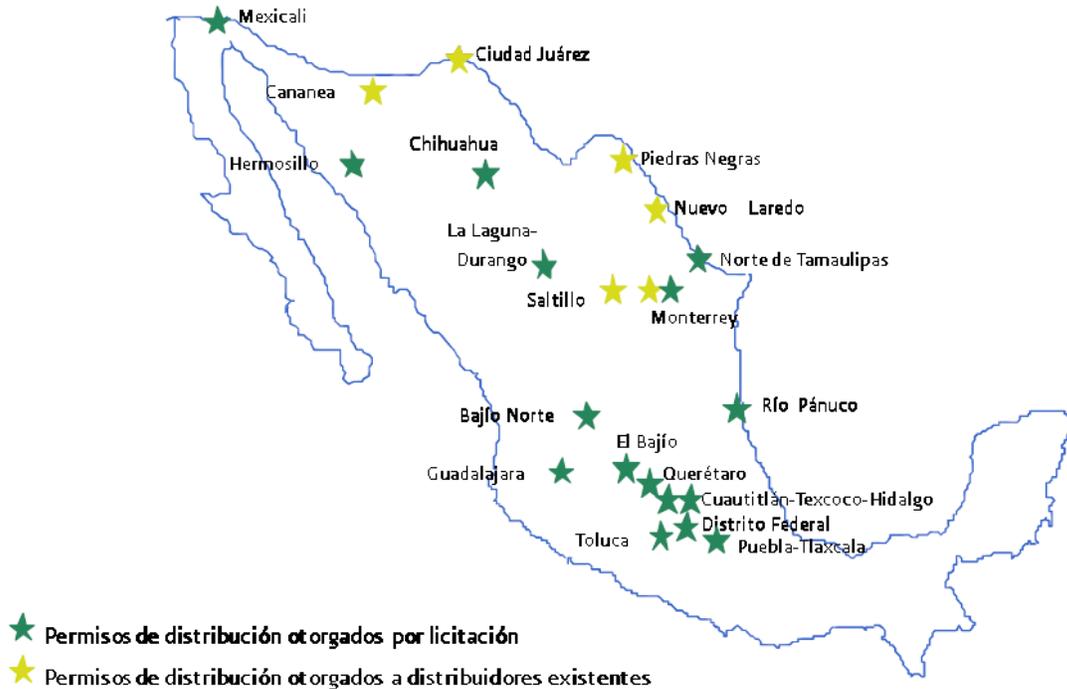
- Calidad del gas natural, NOM-001-SECRE-2003. En mayo de 2008 se concluyó su revisión elaborándose el Proyecto de Norma PROY-NOM-001-SECRE-2008: Especificaciones del gas natural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural). El proyecto se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) para consulta pública.

- Instalaciones para el aprovechamiento del gas natural, NOM-002-SECRE-2003. En 2007 se concluyó su revisión elaborándose el Proyecto de Norma PROY-NOM-002-SECRE-2007: Instalaciones de aprovechamiento de gas natural (cancela y sustituye a la NOM-002-SECRE-2003, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural
- Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos, NOM-003-SECRE-2002. En 2007 se concluyó la elaboración del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-003-SECRE-2004: Distribución de gas natural y gas LP por ductos.
- Transporte de gas natural, NOM-007-SECRE-1999. Durante el año 2007 se efectuó el análisis de los comentarios vertidos, derivados de la consulta pública realizada al Proyecto de Norma PROY-NOM-007-SECRE-2004, haciendo las modificaciones correspondientes al mismo. Dentro de éstas se encuentra el cambio de nombre de la Norma a “Transporte de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos” y la consiguiente modificación en su campo de aplicación.
- Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado, NOM-013-SECRE-2004, que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural. Se continúa con la revisión de esta norma por parte del grupo de trabajo, el cual se encuentra elaborando el Proyecto de NOM correspondiente.

2.5. Distribución

Desde 1996 la CRE ha otorgado 22 permisos de distribución que representan una nueva opción de combustible para 1.8 millones de usuarios localizados en más de 166 municipios de 18 estados del país y en las 16 delegaciones del Distrito Federal. Con ello se beneficiarán alrededor de diez millones de habitantes en el país. El mapa 5 muestra las zonas geográficas de distribución de gas natural en el país.

Mapa 5
Zonas geográficas de distribución de gas natural



Nota: Actualmente en la zona geográfica de Cuautitlán-Texcoco-Hidalgo operan dos distribuidores.
Fuente: SENER

2.6. Precios del Gas Natural

2.6.1. Precio internacional de Gas Natural 2007

Durante 2007 se presentó una tendencia al alza en los precios del gas natural en los principales mercados, salvo el índice Heren NBP (de sus siglas en inglés *National Balancing Point*) del Reino Unido. Los factores que incidieron en el alza de los precios del gas en 2007, fueron los altos niveles del precio del crudo, clima frío e incrementos en el consumo de gas para la generación de electricidad, principalmente en los países de la OCDE.

Cabe señalar que la caída del dólar respecto al euro y al yen en 2007, suavizó el impacto en el alza de los precios del gas en algunas regiones del mundo, principalmente en Europa haciendo que los precios de los hidrocarburos y su demanda permitieran que los precios bajaran y a pesar de que hubo incrementos, fueron menos notables que en el mercado Norteamericano. Así, mientras el promedio del mercado Henry Hub presentó un

aumento de 0.19 dólares en 2007 respecto a 2006, en los países de la Comunidad Europea el incremento fue de 0.16 dólares.

En Asia, el precio del GNL en el mercado líder, el japonés, promedió 7.73 US\$/MBTU, es decir, 0.59 dólares superior al del año anterior. Cabe señalar que, Japón, el mayor importador de GNL en el mundo, mantiene el precio del gas indexado al valor del *Japan Crude Cocktail* (JCC), el cual corresponde al precio promedio mensual de los cargamentos de petróleo crudo importados, además de incluir una variable que contrarresta los efectos de la volatilidad, reflejándolos de tres a seis meses después en el precio del gas. Así, en un entorno de precios elevados del crudo, algunos importadores asiáticos se beneficiaron de las variables que contrarrestan la volatilidad.

Cuadro 9
Precios internacionales del gas natural¹, 1997-2007
(dólares por millón de BTU)

Año	GNL		Gas Natural		
	Japón csf ²	Unión Europea csf ²	Reino Unido (Heren NBP index)	EU (Henry Hub)	Canada (Alberta)
1997	3.91	2.65	1.96	2.52	1.36
1998	3.05	2.26	1.86	2.08	1.42
1999	3.14	1.8	1.58	2.27	2
2000	4.72	3.25	2.71	4.23	3.75
2001	4.64	4.15	3.17	4.06	3.6
2002	4.27	3.46	2.37	3.34	2.58
2003	4.77	4.4	3.33	5.62	4.82
2004	5.18	4.56	4.46	5.85	5.03
2005	6.05	6.28	7.38	8.8	7.26
2006	7.14	8.77	7.87	6.76	5.83
2007	7.73	8.93	6.01	6.95	6.17

¹ Precios promedio.

² csf: Costo + seguro + flete.

Fuente: *BP Statistical review of world energy*, 2008.

2.6.2. Precio Nacional de Gas Natural

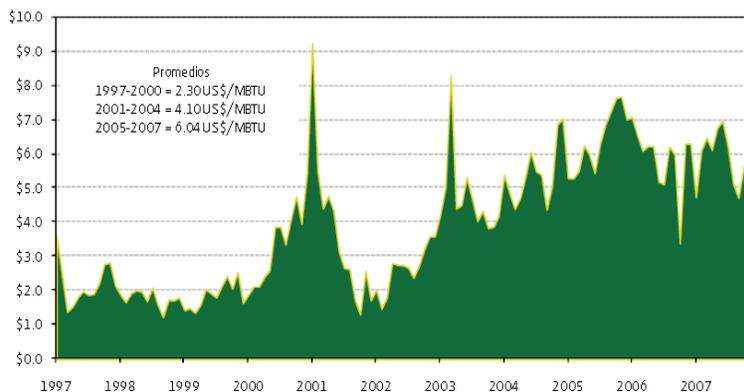
La Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural emitida por la CRE, tiene por objeto establecer las metodologías que conforme al Reglamento de gas natural, deberán utilizar las empresas reguladas para determinar los precios y las tarifas en la industria del gas natural. Entre las actividades

reguladas por esta Directiva se encuentran las ventas de primera mano y la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

De esta manera, se tienen establecidos diferentes precios según la actividad regulada en la cadena de valor del gas natural a que se refiera, siendo el precio de venta de primera mano el más importante para conformar el precio que PGPB realizará bajo contrato a sus clientes. El Artículo 8 del Reglamento de gas natural, establece que la metodología de cálculo del precio máximo¹⁵ del gas natural objeto de las ventas de primera mano debe reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta. Toda vez que se reconoce como mercado relevante para el gas mexicano al sur de Texas, y en particular el índice del gasoducto americano llamado Texas Eastern Transmission Corp. South Texas Zone (Tetco), se obtiene el valor del costo de oportunidad del gas seco en Reynosa y el precio en Cd. Pemex (Tabasco) mediante un mecanismo de netback¹⁶.

El precio del gas natural en Cd. Pemex durante 2007, presentó un promedio muy similar al de 2006, apenas 0.02 US\$/MBTU mayor, registrando un valor de 5.89 US\$/MBTU. El comportamiento del indicador obedece directamente a los movimientos en la referencia, sin embargo, este indicador registró su mínimo valor de 4.71 US\$/MBTU en septiembre y su máximo en junio con un precio de 6.95 US\$/MBTU.

Gráfico 12
Precio de venta de primera mano de gas natural en Cd. Pemex, 1997-2007
(dólares por millón de BTU)



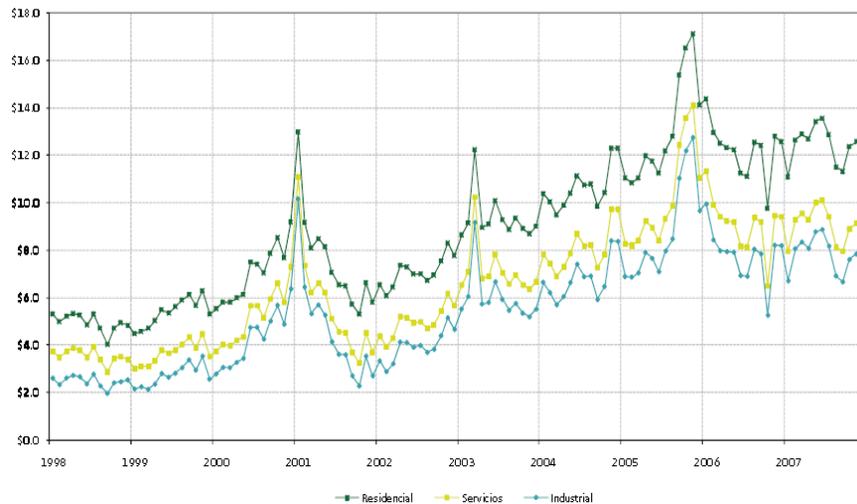
¹⁵ Es el precio más alto que Petróleos Mexicanos podrá cobrar por el gas entregado a la salida de las plantas de proceso o en el punto o puntos de entrega que determine el adquirente.

¹⁶ El método de cálculo para el gas natural que pasa por la frontera norte del país, Diario Oficial de la Federación julio 2009.

Fuente: Sener con base en la CRE.

Durante 2007, los precios de gas natural al público aplicado por las distribuidoras³³ en los diferentes sectores experimentaron una situación similar a los precios de venta de primera mano, es decir, un promedio muy parecido a los registrados en 2006, aunque ligeramente por encima. Así, los precios al público promedio nacional de gas natural fueron de: 12.49 US\$/MBTU para los usuarios del sector residencial, 9.10 US\$/MBTU para el sector servicios o comercial y 7.87 US\$/MBTU en el sector industrial. Estos precios promediaron 9.82 US\$/MBTU, apenas 1.1% más elevados que los de 2007.

Grafico 13
Precio promedio nacional al público de gas natural antes del IVA por sector¹, 1998-2007
(dólares por millón de BTU)



¹ Se refiere al precio promedio de la facturación de todas las distribuidoras del país.

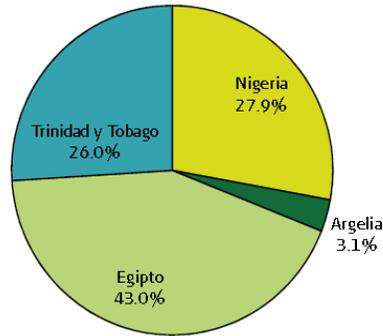
Fuente: Sener con base en CRE.

2.7. Comercio Exterior de GNL.

La importación del GNL en México continuó en aumento durante 2007. La Terminal de regasificación de GNL en Altamira llegó a la mitad de la capacidad comercial de suministro en el último año, al regasificar un total de 250 mmpcd para consumos de las plantas de la CFE. Este volumen representó 22.8% del total de las importaciones de gas natural hechas en el país en 2007. La terminal de GNL de Altamira recibió un total de 32 cargamentos de gas natural en estado líquido entre enero y diciembre de 2007, los cuales provinieron de Argelia, Nigeria, Egipto y Trinidad y Tobago.

Gráfico 14
Importaciones de gas natural licuado por país de origen terminal Altamira, 2007
 (participación porcentual)

Total: 250 mmpcd

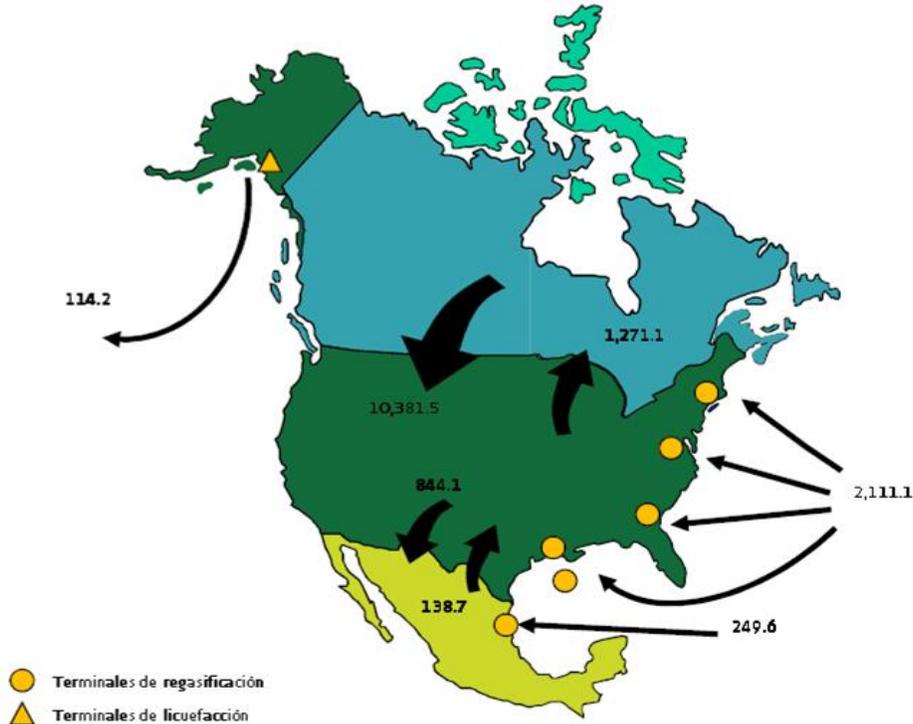


Nota: Los totales pueden no coincidir con el 100% debido al redondeo.
 Fuente: Gas del Litoral.

2.7.1. Comercio Exterior de Gas Natural en Norteamérica 2007.

Para México la región de Norteamérica se encuentra dentro de los mercados de gas natural más importantes del mundo. Norteamérica ha sido en gran parte autosuficiente en gas natural, sólo 3.0% de su consumo de 2007 se abasteció con GNL que proviene de otras regiones del mundo y llega a Estados Unidos y México.

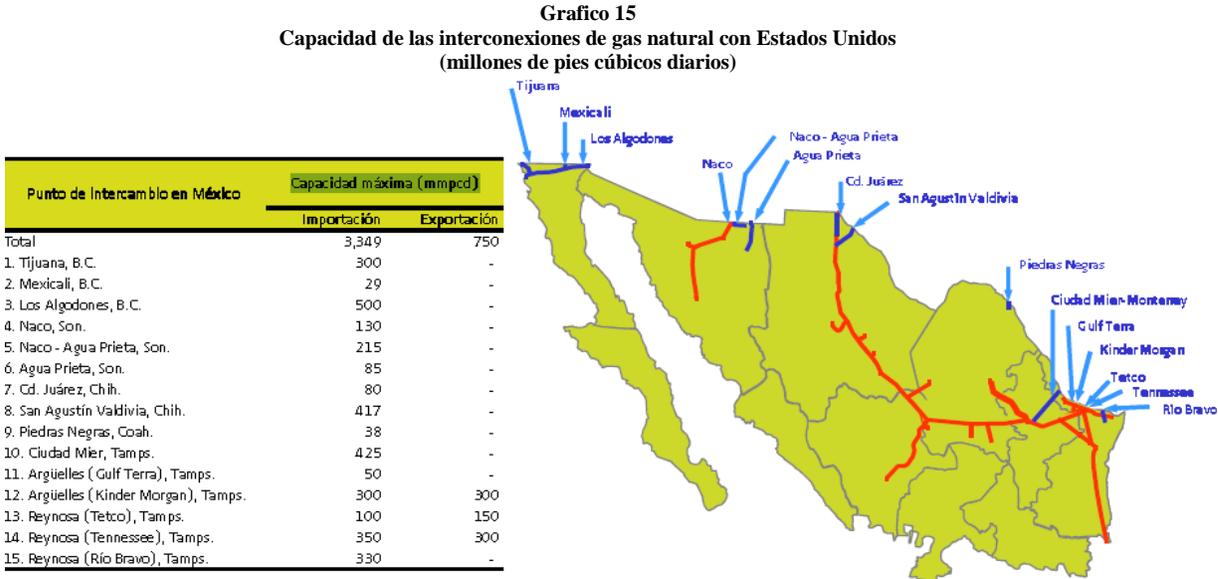
Mapa 6
Comercio exterior de gas natural en Norteamérica durante 2007
 (millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Sener con base en información de *BP Statistical Review of World Energy, 2007* y Gas del Litoral.

En 2007, Canadá continuó siendo el exportador más importante de gas natural a los Estados Unidos, cerca de una sexta parte del gas utilizado en los Estados Unidos viene de Canadá. Dicho volumen registró exportaciones por 10,381.5 mmpcd, mientras que las importaciones de Canadá provenientes de Estados Unidos alcanzaron 1,277.1 mmpcd en el último año. Además, Estados Unidos exportó a México 844.1 mmpcd¹⁵, e importó de México 138.7 mmpcd.

Cabe señalar que durante 2007, Estados Unidos registró el récord más elevado de importaciones netas, debido al incremento tanto en sus importaciones de Canadá como las de GNL, aunado a menores exportaciones hacia Japón por los precios de mercado que prevalecieron en ese país, y por menores exportaciones a México derivadas de la sustitución de importaciones mayores de GNL en la terminal de Altamira (ver gráfico 15).



Fuente: Sener con base en CRE, IMP, PGPB y empresas privadas.

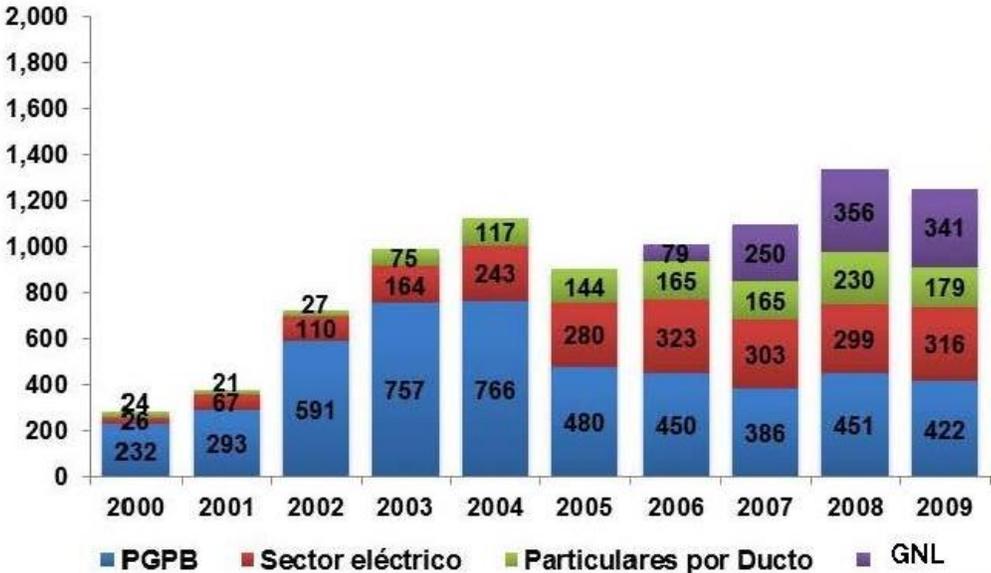
2.7.2. Importaciones de Gas Natural.

El total de las importaciones durante 2007 se realizaron a través de gasoductos distribuidos en la franja fronteriza con Estados Unidos y por medio de los cargamentos de GNL que arribaron a la terminal de regasificación de Altamira.

Durante 2007 se importó un total de 1,094 mmpcd, de los cuales 844 mmpcd ingresaron al país por los ductos interconectados con Estados Unidos y el resto provino de la terminal

de regasificación de Altamira. En 2007 continuó el mismo número de gasoductos interconectados con Estados Unidos, con un total de 15 puntos de interconexión que acumulan una capacidad máxima de transporte de aproximadamente de 3,349 mmpcd para importar gas, considerando las capacidades contratadas en base firme e interrumpible en cada punto de interconexión. Ocho de estas interconexiones pertenecen a sistemas aislados a los que no puede llegar la producción nacional y las siete restantes tienen acceso al SNG.

Grafico 16
Incremento en las importaciones de gas natural
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Cabe señalar que tres de los ductos interconectados al SNG (Kinder Morgan, Tetco y Tennessee) pueden ser utilizados en forma bidireccional para exportar un volumen máximo de gas de 750 mmpcd hacia el sur de Texas (véase mapa 5). De hecho, durante 2007 se exportó un volumen total de 139 mmpcd, el valor más elevado de la última década.

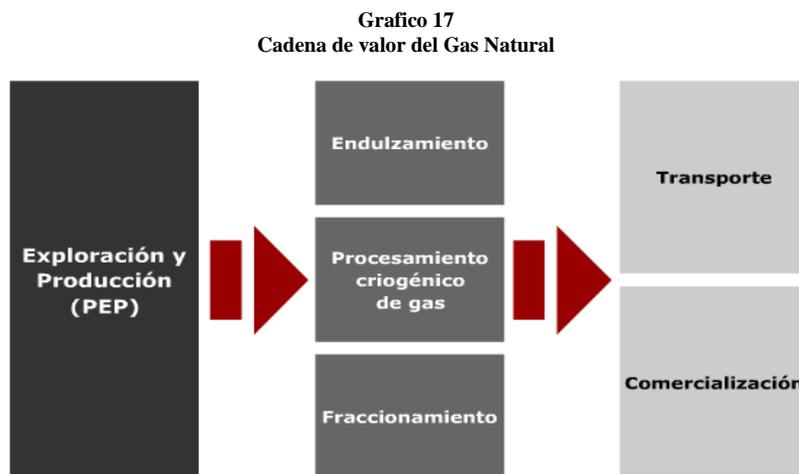
En cuanto a la utilización de las interconexiones, destaca que 2007 fue el tercer año consecutivo que no se utilizaron los ductos de Gulf Terra y Tetco para importaciones, debido a que por parte de PGPB dichas importaciones continuaron disminuyendo por el área de Reynosa. De la misma manera, el gasoducto de Tijuana no se ha habilitado para

importar gas desde 2002, ya que el área de Baja California se abastece principalmente de flujo importado por los Algodones.

2.8. Cadena de valor del Gas Natural

El concepto de cadena de Valor del Gas Natural se basa en la identificación de grupos de procesos (eslabones) que por su naturaleza generan cambios físicos sobre dicho recurso o permiten su disposición para el consumidor final, razón por la cual constituyen en sí mismos una actividad productiva.

Los eslabones de la cadena de valor del Gas Natural son: exploración y producción, endulzamiento, procesamiento criogénico de gas, fraccionamiento, transporte y comercialización.



Fuente: Pemex Gas y Petroquímica Básica

Exploración y Producción: La cadena de Valor del Gas Natural se inicia con la exploración, ésta es la actividad en la cual se realizan los estudios necesarios (levantamiento de sísmica, análisis geológicos, etc.) para descubrir, identificar y cuantificar acumulaciones de hidrocarburos gaseosos. Una vez detectados los recursos, se procede a definir el plan de desarrollo del yacimiento y se inicia la fase de producción del Gas Natural, la cual representa el conjunto de actividades que permiten extraer el recurso contenido en los yacimientos y su separación del petróleo (cuando se trate de gas asociado).

Tratamiento y Extracción: El Tratamiento (también denominado acondicionamiento) está constituido por los siguientes procesos los cuales son:

- Endulzamiento de gas y condensados: consiste en la separación de gases ácidos de la corriente de hidrocarburos, específicamente ácido sulfhídrico (H₂S) y bióxido de carbono (CO₂). Se obtienen dos productos intermedios: gas húmedo dulce y gas ácido.
- Procesamiento criogénico de gas que consta de dos subprocesos:
 - Recuperación de azufre: los gases ácidos producto del proceso de endulzamiento son convertidos a través de reacciones térmicas y catalíticas a azufre elemental. El azufre, como producto terminado se comercializa en el mercado nacional e internacional. Este proceso evita la emisión descontrolada de compuestos de azufre a la atmósfera.
 - Recuperación de licuables: el gas húmedo dulce es separado en dos corrientes, una correspondiente a un producto intermedio líquido, conocido como licuables del gas o líquidos criogénicos y otra gaseosa, correspondiente a un producto terminado denominado “gas natural”, que constituye el principal producto comercializado por Pemex Gas en territorio nacional.
- Fraccionamiento de hidrocarburos: los licuables del gas son separados en tres productos terminados: etano, gas licuado del petróleo (gas doméstico, LPG o GLP) y naftas (ligeras y pesadas). Estos productos son distribuidos y comercializados en territorio nacional o exportados, dependiendo de las condiciones de mercado.

Transporte: La distribución geográfica de los centros de producción y abastecimiento, y su relación con los puntos de demanda, requieren de una robusta infraestructura para el transporte y distribución. El gas natural se transporta y distribuye a través de una red de tuberías, de las cuales se efectúan las entregas a los clientes, principalmente del sector eléctrico e industrial. El gas licuado del petróleo es transportado por tuberías hasta terminales de distribución, las cuales están distribuidas estratégicamente con el objeto de

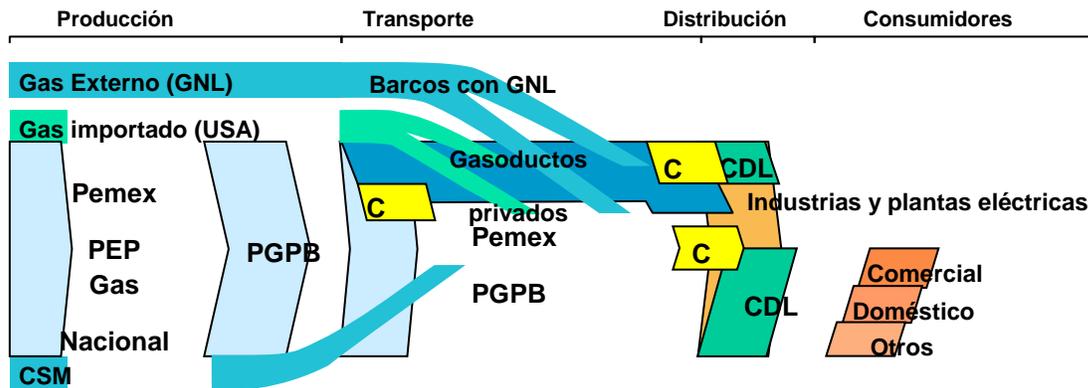
cubrir todo el territorio mexicano. En las terminales de distribución se realizan las ventas de primera mano a los distribuidores privados, quienes se encargan de llevar el producto al consumidor final. La logística de distribución es una función vital para asegurar el abasto nacional de este producto. Además del transporte de productos terminados, se mantiene una red de tuberías que interconectan centros de trabajo como parte de la infraestructura de proceso y de esquemas de flexibilidad operativa, con el objeto de trasladar productos intermedios.

Comercialización: Aunque en todos los procesos se mantienen políticas orientadas a los clientes, es en éste donde se mantiene la relación más estrecha con ellos; aquí se establecen los acuerdos comerciales y se vigila el cumplimiento de los compromisos establecidos. Pemex Gas comercializa el gas natural, el gas licuado de petróleo y los petroquímicos básicos que produce en sus instalaciones, además de los que generan otros organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos. Estos productos son: etano, naftas, pentano, hexano, heptano y materia prima para producción de negro de humo. En este proceso se administran las importaciones y exportaciones necesarias para equilibrar la oferta y demanda de gas natural y petroquímicos básicos.

Una vez que se ha descubierto un yacimiento de gas natural, una compañía de producción se encargara de perforar, y de extraer el gas natural. Desde el subsuelo, el gas emerge a través de la cabeza del pozo. El termino cabeza del pozo es usado para denominar al mecanismo que dirige y controla el flujo de gas proveniente del subsuelo hacia la superficie. Esta no es construida ni operada por el dueño de los derechos de la propiedad, sino por una tercera parte, como un operador de ductos de alguna compañía especializada en la operación de pozos de gas natural.

El dueño de los derechos de la propiedad tiene los derechos minerales de todo aquello par debajo de un área de tierra designada. Generalmente, pueden existir varios dueños de derechos para una sección de terreno, que se dan varios tipos de arreglos financieros, en donde se comparten las ganancias entre los dueños, los operadores y otros.

Grafico 18
Cadena de valor de Gas Natural en México
Aspecto Comercial



CDL: Compañía de Distribución Local

C: Comercializadora

CSM: Contratos de Servicios Múltiples

Fuente: Oferta y Demanda de Gas Natural en México, SENER, 2007

Cuando el gas sale de la cabeza del pozo, es conducido a través de una tubería de diámetro pequeño conocida como sistema de recolección. Cada vecindad de pozos está conectada a un sistema de recolección. De allí, es enviado a una central donde el gas será procesado y medido con un instrumento de medición. El tratamiento que se le da al gas involucra el retiro de líquidos y contaminantes, de manera que el gas cumpla con las especificaciones de los gasoductos. Esto es realizado generalmente por una parte distinta al operador del sistema de recolección, ya que existe un mercado activo para grandes volúmenes de ciertos productos que han sido retirados del gas, como butano y propano.

El instrumento medidor es de gran importancia en el contexto de este tema, ya que en este dispositivo es donde se transfiere el título a otra parte si el gas es revendido en ese punto. Localizado en el extremo final del complejo de procesamiento, está el punto de interconexión de ductos, que es el punto donde el gas es recibido por una tubería de diámetro mucho mayor, gasoducto. Este es el punto de recibo, en el cuál están enlazados varios sistemas de recolección. Estos gasoductos pueden ser interestatales o interestatales y general mente se interconectan entre ellos. De hecho, la gran red de gasoductos de Norteamérica, se extiende desde México hasta Canadá, las cuatro esquinas de E. U., cubriendo una gran parte del territorio. Las transferencias de títulos de gas se dan en miles

de interconexiones en distintos tiempos, para distintas cantidades, cada una dirigida a un distinto destino potencial.

Esta línea principal de la cadena de valor, provee la transportación básica del gas natural de un lugar a otro. Típicamente conectan regiones de suministro con regiones de mercado, por lo que la dirección del flujo de gas natural en un gasoducto generalmente va de la fuente de suministro, al punto donde finalmente se quema. De cualquier forma, algunos de estos gasoductos tienen el objetivo de funcionar como puente para interconectar otros ductos y/o instalaciones de almacenamiento.

Desde el punto de vista operacional, los volúmenes de gas fluirán solo de un área de alta presión hacia un área de baja presión. En consecuencia, para poder mover el gas a través de estas instalaciones, se instalan centrales de compresión a lo largo del trayecto para presurizar el gas de tal forma que este pueda fluir hasta la siguiente central de compresión o una interconexión. Además, cada gasoducto tiene una capacidad máxima de gas que puede manejar en cierto momento, por lo que requiere que el volumen total recibido en todos los puntos de recepción, sea igual al volumen de gas total entregado en todas las interconexiones u otros puntos de entrega a lo largo del sistema.

2.9. Conclusiones

En el desarrollo de este capítulo, se mostró la perspectiva actual de las acciones que está realizando el gobierno federal en el sector energético dentro del marco regulatorio del gas natural y la importancia que tiene esta dentro de los proyectos a futuro de importación de gas natural y el porqué del desarrollo de este trabajo. Destacan principalmente los apartados que fundamentan el mercado del Gas Natural, tales como el marco normativo, marco constitucional, la ley de Petróleos Mexicanos, la venta de primera mano y sus propia regulación, las modificaciones de los términos y condiciones generales, así como el desarrollo de los proyectos de GNL durante los últimos años, entendiendo cada uno de los procesos por los cuales se tiene que pasar para lograr una correcta política energética.

Además de observar la política de comercio exterior con nuestros vecinos del norte, principalmente Estados Unidos y Canadá, al ser nuestros principales socios comerciales en cuanto a los volúmenes de importación y de exportación de gas natural, de los cuales los

niveles de importación cada día son más grandes y por consiguiente los niveles de inversión. La importancia del cambio en relación a la fijación de los precios del Gas Natural, haber cambiado del mercado Houston Ship Channel (HSC) al Henry Hubb, tratando de hacer una paridad menos inestable para México. Es por esto que Pemex Exploración y Producción tiene que hacer más y mejores esfuerzos por descubrir nuevos yacimientos de gas, así como elevar las reservas de hidrocarburos, que para este trabajo, destacamos la importancia el Gas Natural.

Por lo tanto, con base en todos estos datos, hemos logrado determinar una variable más para el desarrollo de nuestro modelo, *los niveles de importación*, así como el comportamiento de los precios de Gas Natural a nivel internacional, todo esto por la importancia que radica en el cálculo de los Valores Presentes de Inversión, y por lo mismo los montos de inversión que se necesitaran para satisfacer la demanda nacional de Gas Natural porque los incrementos en los costos de exportación cada vez van a requerir mayores inversiones y el trabajo se fundamente en la premisa de lograr maximizar las exportaciones de gas natural y minimizar la inversión requerida para este efecto.

2.10 Referencias Bibliográficas

Bibliografía

Prospectiva del Gas Natural, 2008 – 2017, SENER 2008, formato digital.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos 2009. Formato digital.

Las reservas de hidrocarburos de México 2008, Pemex Exploración y Producción, 2008.

Memoria de labores e Informe estadístico de labores 2007, Pemex, 2008.

Anuario Estadístico 2007, Pemex, 2008.

Referencias en internet

Petróleos Mexicanos, www.pemex.com

Pemex Exploración y Producción, www.pep.pemex.com

Pemex Gas y Petroquímica Básica, www.gas.pemex.com

Comisión Reguladora de Energía, www.cre.gob.mx

CAPÍTULO 3. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

3.1. Técnicas matemáticas de solución

En este capítulo mostraremos las distintas herramientas matemáticas de la Investigación de Operaciones con las cuales haremos la construcción del modelo de programación lineal entera binaria para resolver el problema que hemos expuesto desde el principio y que es la base para el desarrollo de esta tesis.

3.1.1. Programación Entera Binaria

La Programación Entera pretende resolver problemas de asignación de recursos, mediante la aplicación de algoritmos heurísticos, en aquellas situaciones cuyas variables de decisión no pueden tomar valores fraccionarios.

La representación matricial de un Problema de Programación Entera Binaria (PPEB), es la siguiente:

$$\begin{aligned} & \text{Optimizar } z = cx && \text{(función objetivo)} \\ & \text{sujeto a } Ax \leq b && \text{donde (restricciones)} \\ & && x = \begin{cases} 0 \\ \text{ó} \\ 1 \end{cases} \end{aligned}$$

Los componentes del modelo están dados por:

$$\begin{aligned} c &= [c_1, c_2, c_3, \dots, c_n]_{1 \times n} && \text{vector de costos} \\ x &= \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}_{n \times 1} && \text{variables de decisión} \end{aligned}$$

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & a_{mn} \end{bmatrix}_{m \times n} \quad \text{matriz de coeficientes tecnológicos}$$

$$b = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_m \end{bmatrix}_{m \times 1} \quad \text{vector de disponibilidades}$$

El modelo matemático para programación entera es, sencillamente, el modelo de programación lineal con la restricción adicional de que las variables deben tener valores enteros¹⁷.

Hay diferentes métodos para resolver un Problema de Programación Entera, entre los que se encuentran:

1. Planos de corte.
2. Enumeración Implícita.
3. Bifurcación y Acotación.
4. Teoría de grupos.

La programación de estos algoritmos no es tarea sencilla y requiere de un alto grado de conocimientos técnicos en computación por el número elevado de variables que intervienen en estos modelos y por lo tanto en los costos de producción de los softwares. Existen numerosos paquetes en el mercado, unos mejores que otros y también unos más caros que otros. En el presente trabajo, el método elegido para resolver el modelo matemático es el Método de Bifurcación y Acotación, específicamente el Algoritmo de Land y Doig, debido a que el software utilizado CPLEX, maneja dicho método para resolver problemas de programación entera binaria.

¹⁷ HILLER Frederick, Liberman Gerald, *Introducción a la Investigación de Operaciones*, Ed. Mc Graw Hill, México, 2006.

Es importante destacar que el modelo matemático para la programación entera binaria es el modelo de programación entera con la restricción adicional de que las variables deben ser binarias y su representación es la siguiente:

$$\text{Optimizar } z = cx \quad (\text{función objetivo})$$

$$\text{sujeto a } Ax \leq b \quad (\text{restricciones})$$

$$\text{donde } x = \begin{cases} 0 \\ 1 \end{cases}$$

Se trata de un Problema de Programación Entera Binaria (PPEB) porque las variables de decisión x_i sólo pueden tomar uno de dos valores enteros, 0 ó 1.

3.1.2. Método de Bifurcación y Acotamiento

Como cualquier problema acotado de programación entera pura tiene sólo un número finito de soluciones factibles, resulta natural considerar el uso de algún tipo de *procedimiento de enumeración* para encontrar una solución óptima. Desafortunadamente, este número finito puede ser, y casi siempre lo es, muy grande, por lo que es imperativo que cualquier procedimiento de enumeración sólo examine una pequeña fracción de estas soluciones factibles. Un enfoque de este tipo lo proporciona la *técnica de ramificación y acotamiento*.

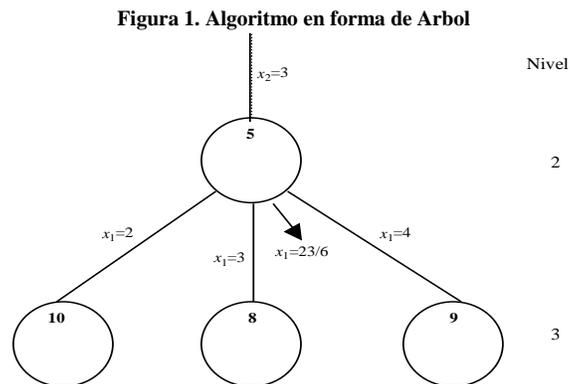
Dentro de los métodos de Bifurcación y Acotación, algunos de los algoritmos disponibles son:

1. Algoritmo de Land y Doig.
2. Algoritmo de Driebeek
3. Algoritmo de costos penales
4. Algoritmo de Kolesar

La idea básica en la que se apoya la técnica de ramificación y acotamiento es *dividir y vencer*. Como es demasiado complicado resolver directamente el problema original “grande”, se divide en subproblemas cada vez más pequeños hasta que estos se puedan vencer. La división (*ramificación*) se hace mediante una partición del conjunto completo de soluciones factibles en subconjuntos más pequeños. La conquista (*sondeo*) se hace en parte *acotando* la mejor solución en el subconjunto y después descartando los subconjuntos cuya cota indique que no es posible que contenga una solución óptima para el problema original.

3.1.3. Presentación del Algoritmo en Forma de Árbol

Generalmente los algoritmos enumerativos son fáciles de entender si se presentan gráficamente en un árbol, compuesto de *nodos* y *ramas*. Un nodo corresponde a un punto n_j y una rama une al nodo n_j con el nodo n_{j+1} . Debido a que x_k puede tomar uno de entre varios valores, es posible tener varias ramas surgiendo de un nodo n_j . La *figura 1*, muestra un ejemplo de nodos y ramas, en ella, los nodos numerados 8, 9 y 10 fueron creados fijando x_1 , una variable libre del nodo 5 en los valores 3, 4 y 2 respectivamente. Nodos como estos tres, que no tienen por el momento otros nodos que dependan de ellos, o equivalentemente, que no producen ramas, son llamados *suspendidos*.



Suponiendo que en la solución óptima del subproblema del nodo 5, el valor de x_1 es $23/6$; al fijar x_1 al siguiente entero más pequeño y más grande, se obtienen los nodos 8 y 9, y de esta manera se continúa con el procedimiento.

Cuando un Problema de Programación Entera (PPE) en cualquier nodo es infactible, todos los subproblemas ya sea a la izquierda o a la derecha de éste son también infactibles.

3.1.4. Algoritmo de Land y Doig

El primer algoritmo de ramificación y acotamiento fue desarrollado por A. Land y G. Doig¹⁸ en 1960, para el problema de programación lineal entera mixta y pura. Corresponde a la técnica más utilizada. En la cual la ramificación se refiere a la parte enumerativa de la solución y el acotamiento refleja la comparación de las posibles soluciones con una cota superior o inferior, según sea el caso.

Los pasos del enfoque básico son:

Paso 1. Inicialización.

Definir z^* como la mejor solución actual al PPE, asignándole un valor predeterminado o arbitrario que sea pequeño. El nodo inicial, con todas sus variables libres, es $n_0=(x_1, \dots, x_n)$. Se resuelve el problema LP_0 . Si éste es infactible, también lo será el PPE, por lo tanto termina. Si la solución óptima es entera, parar, se ha encontrado la solución óptima al PPE. De otra manera, establecer $n_1 = n_0$.

Paso 2. Ramificación.

De la solución óptima (x_1, \dots, x_n) en n_j seleccionar una variable x_k cuyo valor no sea aún entero. Fijando a x_k en $[x_k]$ y $[x_k]+1$, definir dos nodos que partan de n_j . Resolver cada uno de los subproblemas de esos nodos. Etiquetar como suspendidos a aquellos nodos (de los recién creados) cuya solución óptima exceda al valor de z^* . Verificar cada nodo en busca de una solución mejor. Si se encuentra alguno, se registra y todos los nodos suspendidos que no lo excedan en su solución, son eliminados de la lista.

Paso 3. Prueba de terminación.

Si la lista actual de nodos suspendidos está vacía, se ha encontrado la solución óptima al PPE (z^*) o no existe solución, en ambos casos, terminar. En otro caso, continuar.

Paso 4. Acotación.

¹⁸ LAND A. y Doig A, *An automatic method for solving discrete programming problems*, Econométrica, Estados Unidos, 1960.

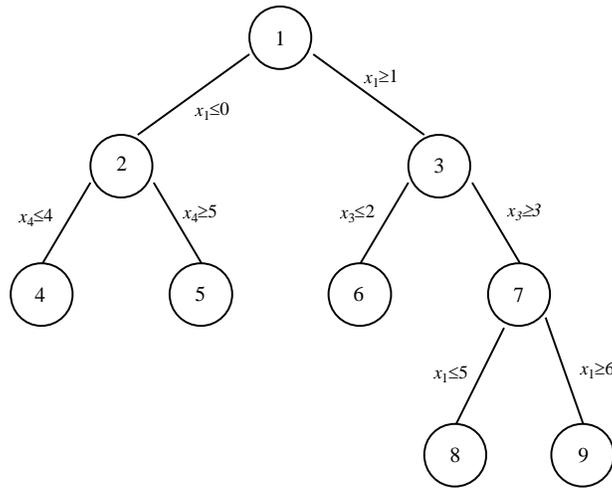
Elegir el nodo suspendido n_j cuya solución óptima sea la mayor. En caso de empates, romperlos arbitrariamente. Suponer que el punto n_{j-1} define a n_j , (nodo seleccionado) mediante la asignación de $x_k=t$, esto significa que la solución óptima para LP_j es $z(j-1,k,t)$. Posteriormente se iguala z_{j-1} (límite superior de cualquier solución al PPE, a partir de n_{j-1}) a la solución óptima del problema en n_j , es decir $z(j-1,k,t)$. Crear un nodo inmediatamente a la izquierda o derecha de n_j de manera tal que si algún otro nodo suspendido creado a partir de n_{j-1} es seleccionado eventualmente, pueda encontrarse un nuevo valor (no mayor) para z_{j-1} . Eliminar n_j de la lista de nodos suspendidos y regresar al paso 2.

3.1.5. Variación al Enfoque Básico (Dakin¹⁹)

En el algoritmo de Land y Doig, cada vez que se crea un nodo y se etiqueta como suspendido, su solución óptima y otros parámetros deben ser guardados. El hecho de que existan muchos nodos suspendidos, significa que al ser implementada en computadora esta técnica involucra una gran cantidad de espacio para almacenamiento. Para eliminar esta dificultad, Dakin sugirió que sólo *dos* nodos fueran creados a partir de cada nodo suspendido. Si una solución óptima al PPE es $x_k = t$, donde t es no entero, entonces el primer nodo se crea introduciendo la desigualdad $x_k \leq [t]$ y el segundo es definido por la restricción $x_k \geq [t]+1$. Esto contrasta con la creación de nodos a través de las igualdades $x_k = [t]$ y $x_k = [t]+1$ además de la definición de otros nodos a la izquierda o derecha de éstos. Cuando el procedimiento de Dakin es adoptado, el árbol obtenido se parece al de la *figura 2*.

¹⁹ DAKIN, R, *A tree search algorithm for mixed integer programming problems*. Computer Journal 1965; 8:250-255, Estados Unidos, 1965.

Figura 2. Algoritmo de Dakin



Debe notarse que puede darse el caso de que más de una restricción opere sobre una variable al mismo tiempo. Por ejemplo, en el nodo 8 se tiene que $x_1 \geq 1$, $x_3 \geq 3$, y $x_1 \leq 5$, y en el nodo 9 $x_1 \geq 1$, $x_3 \geq 3$, y $x_1 \geq 6$. La desigualdad $x_1 \geq 1$ deberá ser omitida en los cálculos del nodo 9 y en otros puntos que se encuentran antes. Además, el restringir una variable a que sea menor o igual que 0, o mayor o igual que el límite superior, significa que dicha variable se fija en 0, o en su máximo valor, respectivamente. En la Figura 2, $x_1=0$ en el nodo 2.

Al igual que en el algoritmo de Land-Doig, el nodo inicial es denotado por n_0 con todas sus variables libres. El nodo es etiquetado suspendido si su problema de programación es factible y no resuelve aún al PPE. En cualquier punto del algoritmo, el nodo suspendido n_j con la solución factible más grande es seleccionado para definir dos nodos para el siguiente nivel. El subproblema de cada uno de estos nodos, es resuelto. El valor más grande de ambas soluciones se designa como z^j , es decir, el límite superior para cualquier solución encontrada a partir de n_j . Uno de los nodos recién creados es marcado como suspendido si su solución óptima es mayor que la mejor solución actual (z^*). En caso de encontrarse una mejor solución, se actualiza el valor de z^* , y aquellos nodos que no excedan la solución del subproblema son eliminados de la lista. El proceso termina cuando la lista de nodos suspendidos está vacía. La variación de Dakin es esencialmente la misma que lo marcado por el algoritmo de Land-Doig, excepto que sólo se crean dos nodos, y no existe un tercer nodo ya sea a la izquierda o derecha del seleccionado.

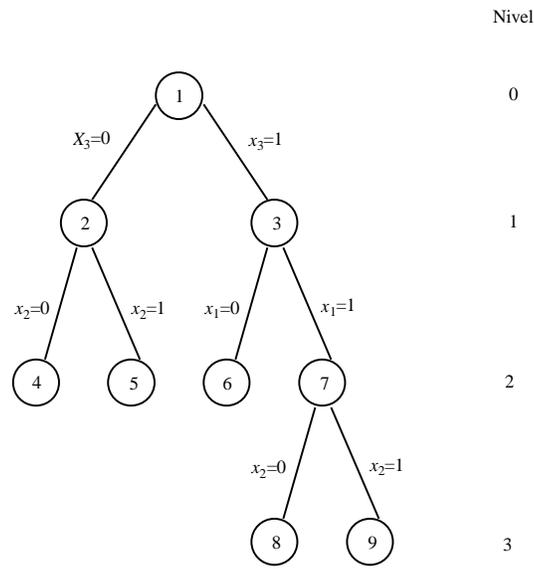
El algoritmo de Dakin converge puesto que, en el peor de los casos, los nodos serán creados hasta que el rango permitido para las variables enteras sea reducido a cero, en cuyo caso las variables tomarán valores enteros. En particular, si una solución óptima aún no entera tiene como valores $x_1=a_1, x_2=a_2, \dots, x_{2n}=a_{2n}$ etcétera, el procedimiento puede originar un nodo que contenga las siguientes restricciones: $x_1 \geq a_1, x_1 \leq a_1, x_2 \geq a_2, x_2 \leq a_2, \dots, x_n \geq a_n, x_n \leq a_n$ etcétera. Por ejemplo, con relación a la Figura 2.4, suponiendo que la solución óptima en el nodo 9 es $x_1=6.3$. Entonces surgen 2 nodos, uno con $x_1 \leq 6$ y el otro con $x_1 \geq 7$. Como $x_1 \geq 6$ y $x_1 \leq 6$, es evidente que el valor de x_1 será 6.

3.1.6. Problemas Tipo 0 - 1

En caso de que las variables enteras a considerar deban ser iguales a cero o uno, el límite superior u_i se fija en 1 para toda variable x_i . Dado que las restricciones $x_i \leq 0$ y $x_i \geq 1$ equivalen a $x_i=0$ o $x_i=1$, respectivamente, la variación hecha por Dakin es exactamente igual al algoritmo de Land-Doig. Al definir las variables enteras a los valores 0 y 1, surgen sólo dos nodos del nodo seleccionado. El límite superior para cualquier solución encontrada a partir del nodo seleccionado es aquella con valor de las dos soluciones óptimas encontradas (como x_i no puede exceder a 1 en cualquier solución al PPE, las restricciones $x_i \leq 1$ son añadidas a todos los subproblemas).

La *figura 3* muestra un ejemplo de árbol. Los nodos 2 y 3 han sido definidos por medio del nodo 1 y cada subproblema se resuelve. Ambos nodos se etiquetan como suspendidos, y la solución óptima del nodo 2 es mayor a la obtenida con el nodo 3. De ahí que al crear los nodos 4 y 5, el nodo 2 ya no sea nodo suspendido. El subproblema de cada nodo (4 y 5) es infactible, y entonces el único nodo que continúa suspendido es el nodo 3, a quien se borra de la lista de nodos suspendidos y se crean los nodos 6 y 7, y así sucesivamente.

Figura 3. Arbol tipo 0 - 1



3.1.7. Selección de Nodos²⁰

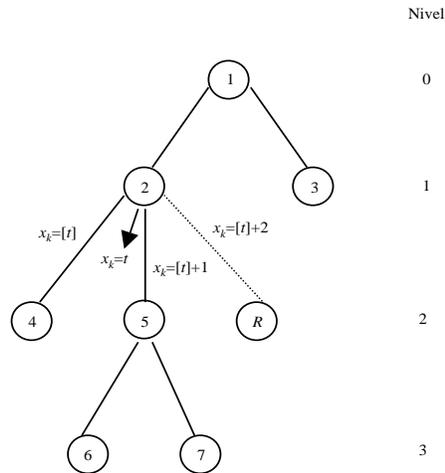
En el algoritmo de Land y Doig el nodo suspendido con mejor solución era seleccionado para crear nuevos nodos. Esto con el objeto de encontrar rápidamente una “buena” solución entera. Sin embargo, este procedimiento de selección requiere demasiado espacio de almacenamiento en computadoras. Una segunda regla para la selección es escoger al nodo suspendido que mejor solución tenga, pero que se trate del más recientemente creado.

Considerando la *figura 4*, la solución óptima del nodo 2 es mejor que la del nodo 3, así surgen los nodos 4 y 5. La solución óptima del nodo 5 es mayor que la del 4 (aunque puede ser menor que la solución óptima del nodo 3), se crean entonces los nodos 6 y 7 y así sucesivamente. Cuando este proceso se detiene, por decir, en el nivel 3, la enumeración retrocede a un nivel j , en el caso del ejemplo $j=2$, y el nodo R es creado y se resuelve su problema lineal. La solución óptima de R es comparada con la de los otros nodos suspendidos que están en el mismo nivel (nodo 4). Se selecciona el punto con mejor solución y el proceso reinicia desde dicho nodo. Debido a que encontrar “buenas” soluciones para el PPE no siempre es rápido, el proceso tiende a examinar más nodos que en los otros algoritmos. A pesar de ello, cuando el proceso es implantado en computadora, es más fácil recuperar y etiquetar nodos suspendidos. Por ello, se requiere de un esquema

²⁰ SALKIN, H, *Integer programming*, Addison-Wesley, Estados Unidos, 1975

que lleve la cuenta de la enumeración (y así, pueda utilizarse menor espacio de almacenamiento en computadora).

Figura 4. Solución de Nodos árbol tipo 0 - 1



Para los problemas 0-1, la regla antes mencionada produce árboles como el de la figura 5(a). Además, como es posible intercambiar de posición los nodos, el árbol también puede tener la apariencia de la figura 5(b). A estos diagramas se les llama “diagramas de bifurcación y acotación de una sola rama”, mientras que los que utilizan el procedimiento de Land-Doig son “diagramas de bifurcación y acotación de múltiples ramas”.

Figura 5(a)

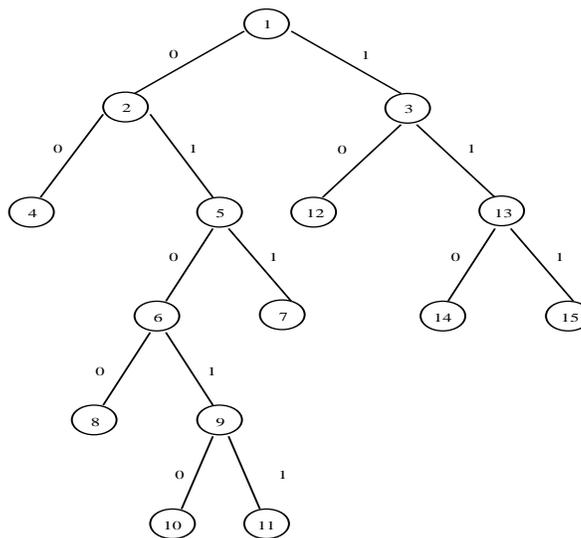
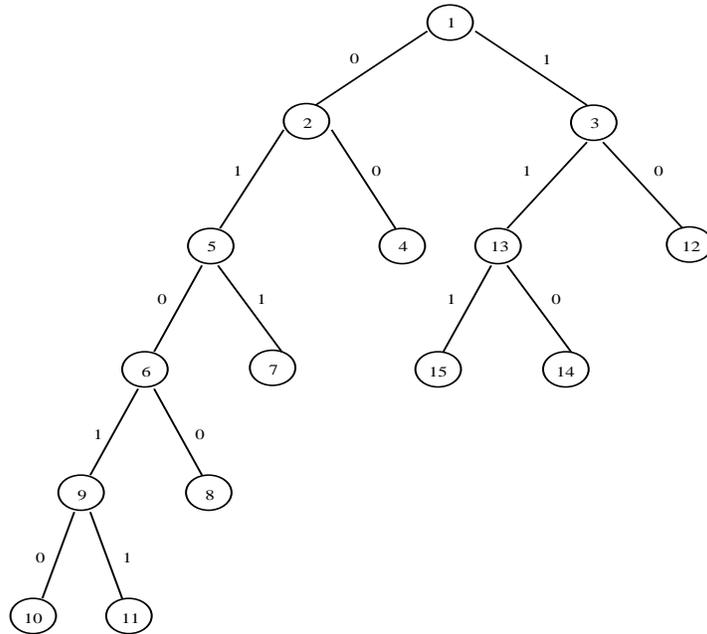


Figura 5(b)



Para ilustrar este procedimiento, se presenta a continuación un ejemplo clásico de su aplicación.

“Una empresa petrolera tiene 5 proyectos de inversión. Cada proyecto i , $i = 1, 2, \dots, 5$ necesita de un determinado número de equipos para la perforación de pozos e_i , y se pronostica que cada proyecto rendirá v_i millones de pesos anuales de utilidad cuando el proyecto esté funcionando. La empresa cuenta con un total de 91 equipos de perforación de pozos petroleros:”

Proyecto número	Requerimiento de equipos	Retorno anual de la inversión en millones
i	e_i	v_i
1	36	54
2	24	18
3	30	60
4	32	32
5	26	13

Los directivos de la empresa deben tomar la decisión de aceptar o rechazar cada proyecto. ¿Cuáles proyectos se deben incluir y cuáles rechazar con el objeto de maximizar el retorno anual?"

El planteamiento matemático de este problema se presenta a continuación:

$$\text{Max } Z = 54X_1 + 18X_2 + 60X_3 + 34X_4 + 13X_5$$

$$\text{s.a. } 36X_1 + 24X_2 + 30X_3 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91$$

$$X_i = 0 \text{ ó } 1 \quad i = 1, \dots, 5$$

Para obtener la solución óptima encontraremos en primer lugar una cota para el nodo inicial.

$$X_1 = 91/36 = 2.527$$

$$X_2 = 91/24 = 3.791$$

$$X_3 = 91/30 = 3.033$$

$$X_4 = 91/32 = 2.843$$

$$X_5 = 91/26 = 3.500$$

$$Z_{X1} = 54X_1 = 136.50$$

$$Z_{X2} = 18X_2 = 68.25$$

$$Z_{X3} = 60X_3 = 182$$

$$Z_{X4} = 32X_4 = 91$$

$$Z_{X5} = 13X_5 = 45.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X1}, Z_{X2}, Z_{X3}, Z_{X4}, Z_{X5} \} = 182$$

De esta manera 182 será la cota para el nodo inicial y empezaremos la ramificación con X_3 debido a que tiene el máximo valor.

Nodo 1. Si $X_3 = 1$

$$36X_1 + 24X_2 + 30 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91$$

$$36X_1 + 24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91 - 30 = 61$$

$$X_1 = 61/36 = 1.694$$

$$X_2 = 61/24 = 2.541$$

$$X_4 = 61/32 = 1.906$$

$$X_5 = 61/26 = 2.346$$

$$Z_{X1} = 54X_1 = 91.5$$

$$Z_{X2} = 18X_2 = 45.75$$

$$Z_{X4} = 32X_4 = 61$$

$$Z_{X5} = 13X_5 = 30.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X1}, Z_{X2}, Z_{X4}, Z_{X5} \} = 91.5 + 60 = 151.5$$

Nodo 2. Si $X_3 = 0$

$$36X_1 + 24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91$$

$$X_1 = 91/36 = 2.527$$

$$X_2 = 91/24 = 3.791$$

$$X_4 = 91/32 = 2.843$$

$$X_5 = 91/26 = 3.500$$

$$Z_{X1} = 54X_1 = 136.5$$

$$Z_{X2} = 18X_2 = 68.25$$

$$Z_{X4} = 32X_4 = 91$$

$$Z_{X5} = 13X_5 = 45.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X1}, Z_{X2}, Z_{X4}, Z_{X5} \} = 136.5$$

Como el nodo 1 tiene el máximo valor se elige para continuar la ramificación.

Nodo 3. Si $X_1 = 1$

$$36 + 24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 61$$

$$24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 61 - 36 = 25$$

$$X_2 = 25/24 = 1.041$$

$$X_4 = 25/32 = 0.781$$

$$X_5 = 25/26 = 0.961$$

$$Z_{X2} = 18X_2 = 18.75$$

$$Z_{X4} = 32X_4 = 25$$

$$Z_{X5} = 13X_5 = 12.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X2}, Z_{X4}, Z_{X5} \} = 25 + 60 + 54 = 139$$

Nodo 4. Si $X_1 = 0$

$$24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 61$$

$$X_2 = 61/24 = 2.541$$

$$X_4 = 61/32 = 1.906$$

$$X_5 = 61/26 = 2.346$$

$$Z_{X2} = 18X_2 = 45.75$$

$$Z_{X4} = 32X_4 = 61$$

$$Z_{X5} = 13X_5 = 30.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X2}, Z_{X4}, Z_{X5} \} = 61 + 60 = 121$$

Como el nodo 3 tiene el máximo valor se ramifica sobre él.

Nodo 5. Si $X_4 = 1$

$$24X_2 + 32 + 26X_5 \leq 25$$

$$24X_2 + 26X_5 \leq 25 - 32$$

$$24X_2 + 26X_5 \leq -7$$

Nodo Infactible.

Nodo 6. Si $X_4 = 0$

$$24X_2 + 26X_5 \leq 25$$

$$X_2 = 25/24 = 1.041$$

$$X_5 = 25/26 = 0.961$$

$$Z_{X_2} = 18X_2 = 18.75$$

$$Z_{X_5} = 13X_5 = 12.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X_2}, Z_{X_5} \} = 18.75 + 60 + 54 = 132.75$$

Como el nodo 2 alcanzó el valor máximo se selecciona para continuar la ramificación.

Nodo 7. Si $X_1 = 1$

$$36 + 24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91$$

$$24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91 - 36 = 55$$

$$X_2 = 55/24 = 2.291$$

$$X_4 = 55/32 = 1.718$$

$$X_5 = 55/26 = 2.115$$

$$Z_{X_2} = 18X_2 = 41.25$$

$$Z_{X_4} = 32X_4 = 55$$

$$Z_{X_5} = 13X_5 = 27.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X_2}, Z_{X_4}, Z_{X_5} \} = 55 + 54 = 109$$

Nodo 8. Si $X_1 = 0$

$$24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91$$

$$X_2 = 91/24 = 3.791$$

$$X_4 = 91/32 = 2.843$$

$$X_5 = 91/26 = 3.5$$

$$Z_{X_2} = 18X_2 = 68.25$$

$$Z_{X_4} = 32X_4 = 91$$

$$Z_{X_5} = 13X_5 = 45.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X_2}, Z_{X_4}, Z_{X_5} \} = 91$$

Como el nodo 6 tiene el valor máximo se ramifica a partir de él.

Nodo 9. Si $X_2 = 1$

$$24X_2 + 26X_5 \leq 25$$

$$24 + 26X_5 \leq 25$$

$$26X_5 \leq 25 - 24 = 1$$

$$X_5 = 1/26 = 0.038$$

$$Z_{X_5} = 13X_5 = 0.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X_5} \} = 0.5 + 18 + 54 + 60 = 132.5$$

Nodo 10. Si $X_2 = 0$

$$26X_5 \leq 25$$

$$X_5 = 25/26 = 0.961$$

$$Z_{X_5} = 13X_5 = 12.5$$

$$Z = \text{Max } \{Z_{X_5}\} = 12.5 + 54 + 60 = 126.5$$

El nodo 9 alcanzó el máximo valor por lo que la ramificación prosigue a partir de él.

Nodo 11. Si $X_5 = 1$

$$26X_5 \leq 1$$

$$26 \leq 1$$

Nodo Infactible.

Nodo 12. Si $X_5 = 0$

$$26X_5 \leq 1$$

$$0 \leq 1$$

$$Z_{X_5} = 13X_5 = 0$$

$$Z = \text{Max } \{Z_{X_5}\} = 0 + 18 + 54 + 60 = 132$$

Y por lo tanto la Solución Entera Óptima es

$$X_3 = 1, X_1 = 1, X_4 = 0, X_2 = 1 \text{ y } X_5 = 0$$

Esta solución significa que la empresa decidió realizar los proyectos 1,2 y 3 que se presentan a continuación.

Proyecto número	Requerimiento de equipos	Retorno anual de la inversión en millones
i	e_i	v_i
1	36	54
2	24	18
3	30	60
	90	132

El valor óptimo de nuestra función objetivo en el nodo 12 fue $Z = 132$ y los tres proyectos demandan un requerimiento de 90 equipos de perforación, el cual cumple con la restricción de que la empresa cuenta únicamente con 91 equipos.

Comparemos ahora el problema original y su solución óptima:

Problema original:

$$\text{Max } Z = 54X_1 + 18X_2 + 60X_3 + 34X_4 + 13X_5$$

$$\text{s.a. } 36X_1 + 24X_2 + 30X_3 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91$$

$$X_i = 0 \text{ ó } 1 \quad i = 1, \dots, 5$$

Solución entera óptima (Nodo 12):

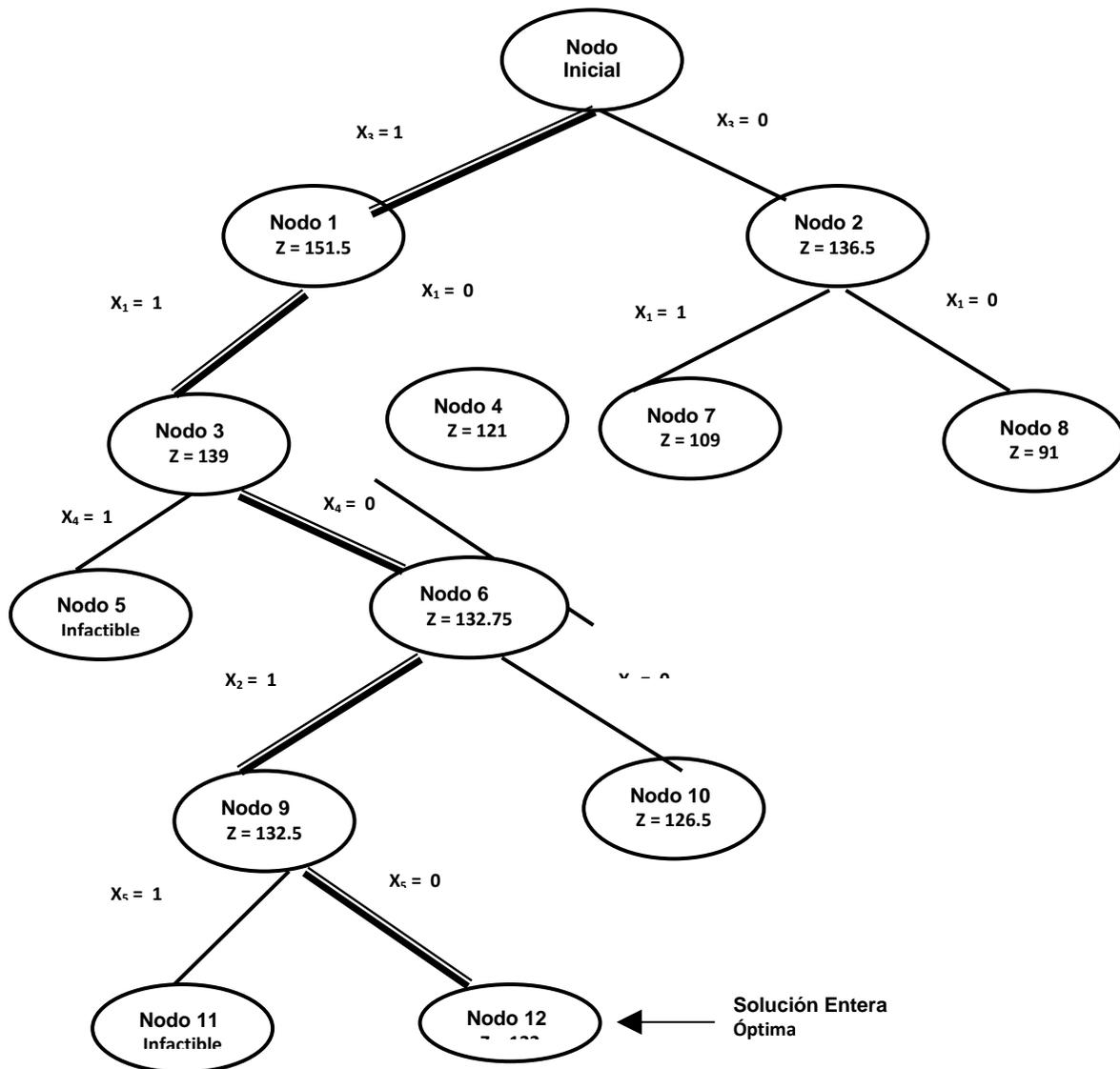
$$Z = 54X_1 + 18X_2 + 60X_3 = 132$$

$$\text{s.a. } 36X_1 + 24X_2 + 30X_3 = 90 \leq 91$$

$$X_i = 1 \quad i = 1, 2, 3$$

A continuación se presenta en forma esquemática el problema ejemplo que se acaba de resolver.

Figura 8



3.1.8. Problemas de asignación de capital²¹

Si una cuestión tiene todas las características de un problema tipo mochila, excepto que tiene más de una restricción, se denomina Problema de Asignación de Capital. El nombre proviene del hecho de que con frecuencia ocurren problemas de este tipo en la asignación de capital a diversos proyectos. La designación de presupuestos puede estar relacionada con proyectos de construcción, de investigación o cualquier ámbito en el que deba asignarse fondos a un proyecto en forma de una cifra determinada. En los presupuestos de capital no es posible asignar fondos parciales a los proyectos.

La forma general de los problemas de presupuestos de capital es:

$$\text{Max } z = \sum_{j=1}^n C_j X_j$$

$$\text{Sujeto a: } \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i$$

$$i = 1, \dots, m$$

$$x_j = 0 \quad 1$$

$$j = 1, \dots, n$$

Donde:

c_j = la utilidad del proyecto j .

b_i = la cantidad disponible de capital de tipo i .

a_{ij} = el nivel de fondos de tipo i que se requieren para apoyar el proyecto.

²¹ GARCÍA Savater José Pedro, *Modelado de problemas de Organización Industrial mediante Programación Matemática*, Departamento de Organización de Empresas, E.F. y C, España, 2005

Los diversos tipos de capital se pueden referir a los fondos disponibles en diferentes periodos o a la disponibilidad de ciertos recursos que deben utilizarse en cantidades fijas, por ejemplo: fuerza de trabajo²².

3.1.9. Importancia de la Programación Entera

La programación entera es programación lineal con la restricción adicional de que los valores de las variables de decisión sean enteros. Esta se divide en tres rangos:

- Programación Entera pura: Donde todas las variables de decisión tienen valores enteros.
- Programación Entera Mixta: Donde algunas de las variables de decisión tienen valores enteros. Las demás cumplen con la suposición de divisibilidad.
- Programación Entera Binaria: Donde se utiliza variables binaria

En algunos casos se requiere que la solución óptima se componga de valores enteros para algunas de las variables. La resolución de este problema se obtiene analizando las posibles alternativas de valores enteros de esas variables en un entorno alrededor de la solución obtenida considerando las variables reales. Muchas veces la solución del programa lineal truncado esta lejos de ser el óptimo entero, por lo que se hace necesario usar algún algoritmo para hallar esta solución de forma exacta.

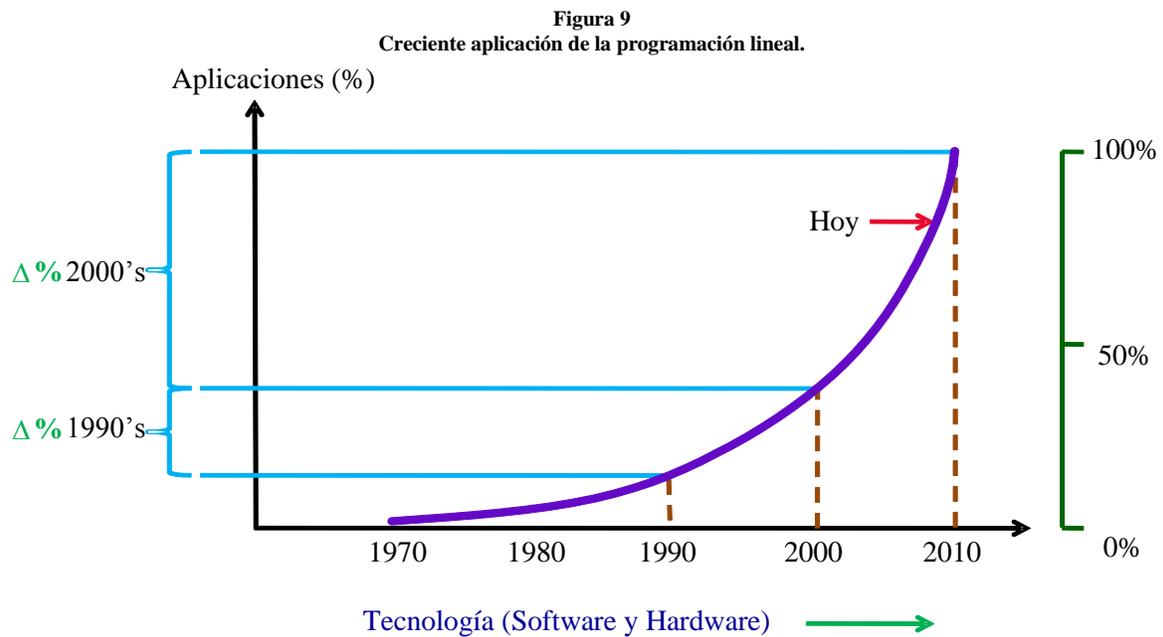
El más famoso es el método de 'Ramificar y Acotar' o Branch and Bound por su nombre en inglés. El método de Ramificar y Acotar parte de la adición de nuevas restricciones para cada variable de decisión (acotar) que al ser evaluado independientemente (ramificar) lleva al óptimo entero.

A pesar de décadas de extensas investigaciones, la experiencia en cómputo con programas enteros lineales no había sido satisfactoria. Fue hasta la década de los 90 que los avances tecnológicos en informática hicieron realidad el sueño de muchos investigadores al brindar sistemas avanzados para resolver los problemas enteros en tiempos de cómputo aceptables.

²² IDALIA Flores de la Mota, *Apuntes de programación entera*, UNAM, México, 2002.

El incremento en el número de aplicaciones ha sido notable.²³ En la actualidad, las principales industrias del mundo emplean técnicas de optimización en su proceso administrativo. Los procedimientos para la asignación de recursos se apoyan, cada día con mayor frecuencia, en modelos de programación matemática.

La tendencia creciente de la utilización de la programación entera se puede observar en la figura 9.



²³ GREENBERG H, *Tutorials on Emerging Methodologies and Applications in Operations Research*, Springer, Estados Unidos, 2007.

3.2. Inversiones del sector

3.2.1. Evolución de las inversiones

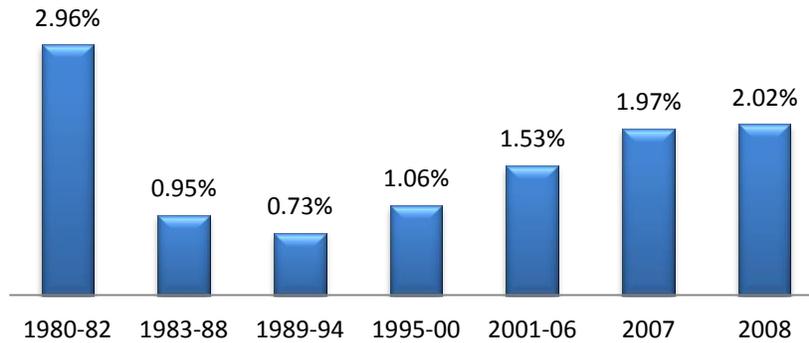
Después del desorden macroeconómico de los años 70 y de principios de los ochentas, época en la que el país recurre al endeudamiento externo para financiar su presupuesto y que eventualmente se tradujo en la grave crisis de 1982, la inversión en PEMEX, al igual que la de todo el sector público se reduce por la crisis económica.

- El periodo 1988-94 representa el nivel de inversión más bajo de las últimas tres décadas.
- El periodo 2001-2007 muestra una gradual recuperación, hasta alcanzar un nivel superior al 2 por ciento del PIB en el 2008.

La evolución de las inversiones dentro de PEMEX ha ido a lo largo de los años recuperándose gradualmente. Como ejemplo citamos algunos datos interesantes:

- Para el periodo 1983-2000, el promedio de inversión fue de 2.9 mil millones de dólares anuales.
- Para el período 2001-2007, el promedio de inversión alcanzó los 9.5 mil millones de dólares anuales.
- El monto de inversión para 2007 fue de 169.7 miles de millones de pesos (15.6 miles de millones de dólares).
- El monto de inversión para 2008 es de 217.9 miles de millones de pesos (19.4 miles de millones de dólares). La distribución por Organismo Subsidiario es la siguiente:
 - 181.3 miles de millones de pesos a Exploración y Producción,
 - 24.9 miles de millones de pesos a Refinación,
 - 6.6 miles de millones de pesos a Gas y Petroquímica Básica,
 - 4.1 miles de millones de pesos a Petroquímica, y
 - 1.0 miles de millones de pesos a Petróleos Mexicanos.

Gráfico 19
Inversión
(proporción respecto al PIB)



Fuente: PEMEX

3.2.2. Proyectos PIDIREGAS

Los PIDIREGAS, o Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo, son un componente importante de la inversión en capital de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios²⁴.

La distinción entre gastos PIDIREGAS y No-PIDIREGAS es importante en términos presupuestales, ya que la designación de PIDIREGAS garantiza el financiamiento de un proyecto en el largo plazo. PEMEX financia su presupuesto anual (sin incluir PIDIREGAS) por medio del ingreso generado por sus operaciones y actividades financieras. Los gastos de capital son asumidos por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

La inversión en capital y los gastos operativos tienen que autorizarse en el presupuesto anual de PEMEX, que a su vez es aprobado por el Congreso de la Unión. Los PIDIREGAS deben estar autorizados en el presupuesto.

Debido a las restricciones presupuestarias federales, el Gobierno Federal ha buscado la participación del sector privado en la construcción y financiamiento de PIDIREGAS.

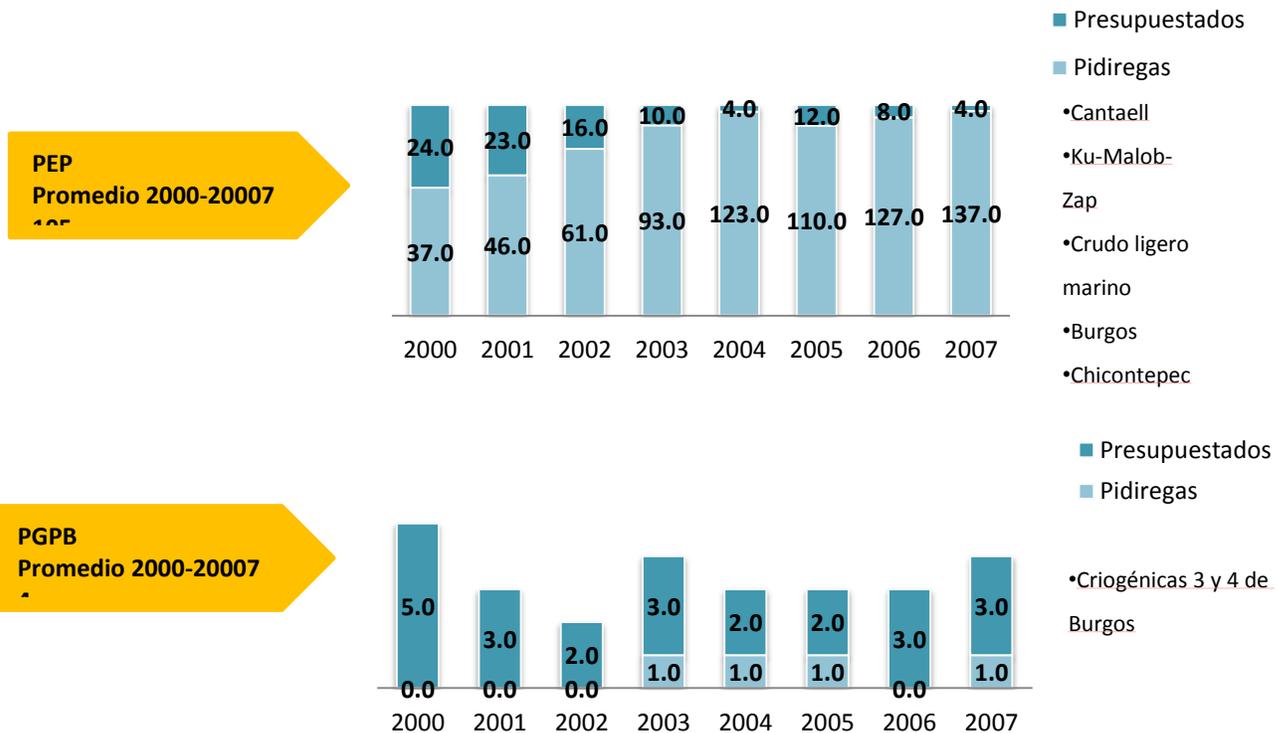
Los PIDIREGAS tienen tres etapas:

²⁴ Manual de procedimientos administrativos institucionales en materia de obras públicas y servicios relacionados con las mismas, PEMEX, clave: 800-18000-PAI-02, julio 2008.

- PEMEX identifica un proyecto como PIDIREGAS, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Energía aprueban y autorizan los gastos relacionados con su desarrollo por el sector privado;
- Las compañías del sector privado, en coordinación con PEMEX, estructuran y entregan el proyecto a PEMEX;
- PEMEX, con la autorización del Gobierno Mexicano, paga el monto que se le debe a los contratistas para recibir el proyecto terminado y registra como pasivo el monto total de la deuda incurrida para financiar el proyecto.

Un dato muy interesante son los niveles de inversión que provienen del PEF²⁵ para cada Organismo/Subsidiaria y cuanto proviene de PIDIREGAS.

Gráfico 20
Inversión Física 2000-2007
 (miles de millones de pesos de 2007)



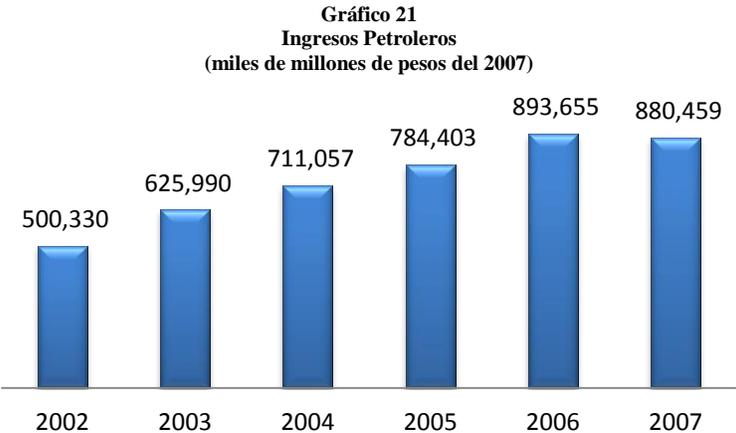
Fuente: PEMEX

Los altos precios del petróleo y una producción por encima de los tres millones de barriles han impulsado los ingresos petroleros de la Federación De un presupuesto anual

²⁵ Presupuesto de Egresos de la Federación 2008, SHCP

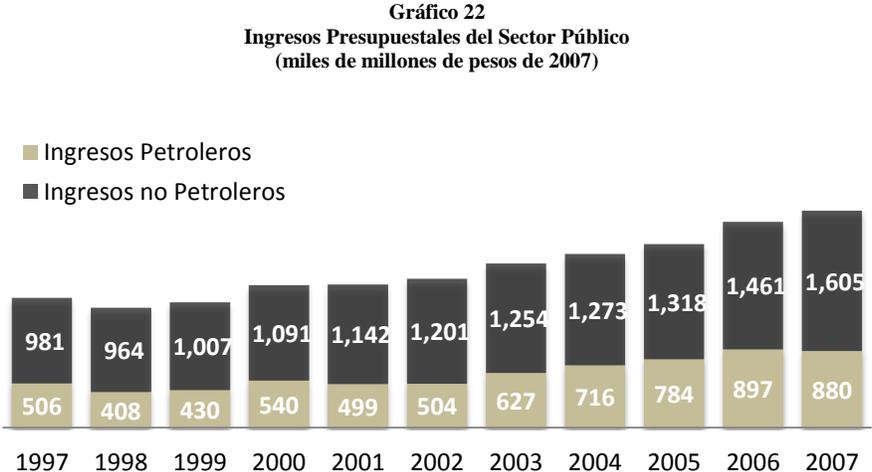
para el 2007 de 2.4 billones de pesos, los ingresos petroleros contribuyeron con 880 mil millones de pesos.

En el 2007, como proporción del total de ingresos de la Federación, los ingresos petroleros representaron el 35.4 por ciento contra el 30.4 por ciento de hace seis años.



Fuente: PEMEX

Ya que hemos observado el comportamiento del crecimiento de las inversiones, no podemos dejar de hacer mención la relación tan estrecha que existe entre los ingresos presupuestados gastados, cuanto proviene de los ingresos petroleros. Hacemos un balance en el siguiente grafico de dicha relación.



Fuente: Secretaría de Hacienda y Crédito Público

3.3. Inversiones en el sector de Gas Natural

El programa de inversiones de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) para el periodo 2009-2017 se soporta en el escenario de hidrocarburos de Pemex Exploración y Producción (PEP), el cual prevé un crecimiento en la disponibilidad de gas natural para el Organismo de 1.9% promedio anual. Este escenario contempla una oferta máxima de 6,942 mmpcd en el 2013, sustentado fundamentalmente en el crecimiento del gas húmedo dulce proveniente de los proyectos Aceite Terciario del Golfo, Agua Dulce Marino y Coatzacoalcos Marino.

Dicho programa vislumbra invertir en el periodo de análisis, 46,291 millones de pesos a precios de 2008. Estos recursos estarán orientados fundamentalmente a proyectos que aseguren el procesamiento de la oferta de gas de PEP, y a operar los activos de PGPB bajo las mejores prácticas en materia de seguridad, salud y protección ambiental, en consonancia con: los lineamientos establecidos en el *Programa Sectorial de Energía 2007-2012*.

En este contexto, se tiene previsto invertir el 42% de los recursos mencionados (19,350 millones de pesos) en proyectos estratégicos, y el 58% en proyectos operativos (26,941 millones de pesos), todos ellos orientados a la creación de valor, a la eficiencia operativa, a la excelencia en mantenimiento y para atender la integración tecnológica y de sistemas así como para la administración de los procesos.

Entre los proyectos que asegurarán el procesamiento del gas natural suministrado por PEP destacan:

- La construcción de tres plantas criogénicas en el área Poza Rica, Ver., con capacidad conjunta de 600 mmpcd.
- Un proyecto integral en el área Coatzacoalcos, para procesar la oferta de gas húmedo dulce proveniente de los Activos Cinco Presidentes, Agua Dulce Marino y Coatzacoalcos Marino, con una capacidad criogénica de 600 mmpcd, que incluye una planta criogénica de 200 mmpcd para sustituir a la actual instalada en el CPG La Venta.

- Una planta endulzadora de 150 mmpcd y una planta de azufre de 20 Tpd, en un sitio por definir, para procesar el gas proveniente del Delta del Bravo.

Como un apoyo adicional el gobierno el Fondo Nacional de Infraestructura ha autorizado en su política de apoyo al desarrollo de infraestructura, proyectos de almacenamiento y transporte de gas natural la cual contempla aportaciones de recursos económicos a fondo perdido para cubrir hasta el 50% de los costos para realizar los estudios que permitan conocer la viabilidad económica y financiera de los proyectos, incluido el beneficio social que se derive de su ejecución.

3.4. Conclusiones

A lo largo del capítulo hemos revisado que tipo de algoritmos matemáticos existen para poder resolver correctamente el problema que estamos planteando, es decir, cuál es la solución óptima que podemos obtener a partir de los datos recabados con el objetivo de hacer que la inversión sea la mínima y la producción sea la máxima.

Se decidió en primer lugar utilizar a la programación entera binaria porque esta nos permite resolver problemas de asignación de recursos, mediante la aplicación de algoritmos heurísticos, en aquellas situaciones cuyas variables de decisión no pueden tomar valores fraccionarios. Es decir, los resultados se darán en función de dos valores, 0 o 1. El método elegido para resolver el modelo matemático es el Método de Bifurcación y Acotación, específicamente el Algoritmo de Land y Doig, debido a que el software que vamos a utilizar (CPLEX), maneja dicho método para resolver problemas de programación entera binaria.

Y por último la importancia que tiene el hecho de escoger perfectamente bien cada una de las variables que alimentaran el modelo matemático ya que si hay algún error en la elección de esas variables, la solución que encontremos será demasiado fuera de los valores reales en el mejor de los casos o de plano haga que la solución del sistema sea infactible y por lo tanto no pueda dar solución al mismo.

3.5. Referencias Bibliográficas

Bibliografía

HILLER Frederick, Liberman Gerald, *Introducción a la Investigación de Operaciones*, Ed. Mc Graw Hill, México, 2006.

TAHA A. Hamdy, *Investigación de operaciones*, Ed. Pearson Education, México, 2004.

THIERAUF Robert J, *Toma de decisiones por medio de Investigación de Operaciones*, Limusa Noriega, México, 2005.

LAND A. y Doig A, *An automatic method for solving discrete programming problems*, Econométrica, Estados Unidos, 1960.

DAKIN, R, *A tree search algorithm for mixed integer programming problems*. Computer Journal 1965; 8:250-255, Estados Unidos, 1965.

SALKIN, H, *Integer programming*, Addison-Wesley, Estados Unidos, 1975

GARCÍA Savater José Pedro, *Modelado de problemas de Organización Industrial mediante Programación Matemática*, Departamento de Organización de Empresas, E.F. y C, España, 2005

IDALIA Flores de la Mota, *Apuntes de programación entera*, UNAM, México, 2002.

GREENBERG H, *Tutorials on Emerging Methodologies and Applications in Operations Research*, Springer, Estados Unidos, 2007.

Referencias en internet

Petróleos Mexicanos, www.pemex.com

Pemex Exploración y Producción, www.pep.pemex.com

Pemex Gas y Petroquímica Básica, www.gas.pemex.com

CAPITULO 4 CONSTRUCCIÓN Y APLICACIÓN DEL MODELO

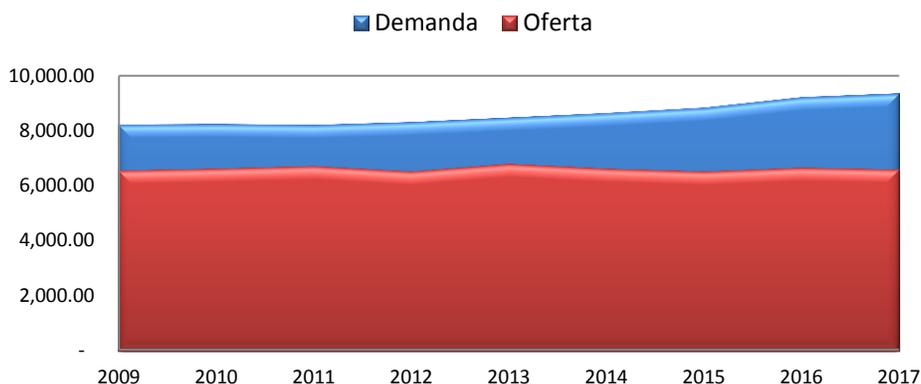
4.1. Diseño y construcción de un modelo que determine la inversión mínima necesaria para satisfacer la Demanda Nacional de Gas Natural (SADEGN), 2010 - 2012

En este apartado se hará la construcción del modelo de programación lineal entera, estableciendo cada una de las variables, arrojadas del estudio de la oferta, la demanda, los niveles de inversión, los niveles de producción actuales, los precios del gas así como los niveles de importación, con la finalidad de satisfacer la demanda mínima necesaria de Gas Natural. Por último se crearán distintos escenarios para poder evaluar los costos de cada una de las variables así como sus restricciones. Cabe hacer mención que el horizonte de planeación de nuestro estudio será de tan solo 3 años, porque la versión del software que utilizaremos para la optimización solo es capaz de aceptar 300 variables globales, pero es suficiente para poder hacer una correcta aproximación a la realización de los análisis a la cartera de proyectos de PEP.

4.1.1. Oferta vs Demanda

En México, año con año resulta más difícil satisfacer la creciente demanda de Gas Natural debido a que los niveles de producción se han visto disminuidos por la natural declinación de los campos petroleros, así como al incremento del uso del Gas Natural como fuente de energía para muchos de los sectores productivos del país, para el propio uso de PEP y fomentar del uso de combustibles más limpios y eficientes.

Grafico 23
Oferta vs Demanda de Gas Natural
(mmpcd)



Fuente: PEP

Esta diferencia se puede apreciar en la siguiente gráfica donde se ilustra que la diferencia entre las dos curvas cada vez es mayor.

En la gráfica anterior podemos observar que la cantidad producida para el 2009 es menor en cantidad con la demanda para ese año, a continuación se mostrará una proyección para los años futuros mediante un cuadro las cantidades que año con año se necesitara satisfacer esa demanda.

Cuadro 10
Oferta vs Demanda (mmpcd)

Años	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Demanda	8,244	8,258	8,228	8,328	8,495	8,662	8,851	9,235	9,374
Oferta	6,529	6,599	6,697	6,502	6,778	6,599	6,502	6,631	6,572

Fuente: SENER

El objetivo de este modelo es minimizar el valor presente de la inversión necesaria para satisfacer la demanda en cada uno de los años. De esta manera se tendrá la seguridad de que cada año podremos tener la producción de Gas Natural necesaria que requiere el país.

4.1.2. Definición de las variables

Para poder trabajar correctamente con cada una de las variables que hemos detectado a lo largo de los anteriores capítulos, vamos a recurrir de un método ordenado de nomenclaturas para la correcta identificación de las variables, y así evitar confundirlas entre sí.

Como vamos a trabajar con la cartera de proyectos de PEP, es necesario que definamos la variable para cada uno de los proyectos que se realizaran, en cada uno de los años. Además de asociar a cada proyecto una determinada producción de gas natural, los niveles de oferta y demanda actual, los proyectos de importación que se propondrán, los valores presentes de inversión que se obtendrán de los precios del gas multiplicados por cada uno de las

proyectos de importación, así como los periodos de tiempo en los cuales se va a realizar el horizonte de la planeación, es decir:

$x_{i,j}$ = al proyecto i que inicia en el año j .

$gas_{i,j}$ = la producción de gas natural del proyecto i en el año j

$imp_{i,j}$ = importación de gas natural del proyecto i en el año j

$vpi_{i,j}$ = valor presente de la inversión del proyecto i si se inicia en el año j

DEM_j = demanda de gas en el año j

GAS_j = producción de gas obtenida a través de la infraestructura actual en el año j

Donde:

$i = 1, \dots, n$ donde n es el número de proyectos.

$j = 1, \dots, T$ donde T es el número de años.

4.1.3. La Base de Datos

La Base de Datos que vamos a construir para nuestro trabajo, está compuesta por cada uno de los proyectos de producción base, producción incremental, proyectos de inversión, proyectos de exploración, proyectos de explotación tanto de petróleo como de Gas Natural que existen en todo el país y que están a cargo de Pemex Exploración y Producción para su ejecución. Pero solamente nos vamos a enfocar en aquellos proyectos en los cuales solo este inmerso el Gas Natural, es decir, proyectos de Gas Asociado y no Asociado. Esta base de datos es lo que se conoce como “Cartera de Proyectos de PEP”.

Para poder realizar la correcta toma de los datos de la Cartera de Proyectos de PEP, vamos a necesitar de ayudarnos de una serie de bases de datos, las cuales tendrán la siguiente estructura:

Cuadro 13
Variables Binarias

Número de proyectos	Año 1	Año 2	...	Año T
1	X_{11}	X_{12}	...	Año_{1T}
2	X_{21}	X_{22}	...	Año_{2T}
:	:	:	:	:
l	X_{l1}	X_{l2}	:	X_{lT}
l+1	X_{l+11}	X_{l+12}	:	X_{l+1T}
:	:	:	:	:
n	X_{n1}	X_{n2}	...	X_{nT}

Cuadro 14
Gas

Número de proyectos	Año 1	Año 2	...	Año T
1	gas₁₁	gas₁₂	...	Año_{1T}
2	gas₂₁	gas₂₂	...	Año_{2T}
:	:	:	:	:
l	gas_{l1}	gas_{l2}	:	X_{lT}
l+1	imp_{l+11}	imp_{l+12}	:	imp_{l+1T}
:	:	:	:	:
n	imp_{n1}	imp_{n2}	...	imp_{nT}

Cuadro 15
Inversión

Número de proyectos	Año 1	Año 2	...	Año T
1	<i>inv₁₁</i>	<i>inv₁₂</i>	...	<i>inv_{1T}</i>
2	<i>inv₂₁</i>	<i>inv₂₂</i>	...	<i>inv_{2T}</i>
:	:	:	:	:
l	<i>inv_{l1}</i>	<i>inv_{l2}</i>	:	<i>inv_{lT}</i>
l+1	<i>inv_{l+11}</i>	<i>inv_{l+12}</i>	:	<i>inv_{l+1T}</i>
:	:	:	:	:
n	<i>inv_{n1}</i>	<i>inv_{n2}</i>	...	<i>inv_{nT}</i>

Adicionalmente, es necesario conocer las cantidades máximas de producción que vamos a tener por cada año, que restaremos de la demanda nacional de Gas Natural en cada uno de los años, con cada uno de proyectos actuales, con esto lograremos *determinar nuestras restricciones las cuales se convertirán en el lado derecho de nuestro modelo.*

Ya que hemos determinado la estructura que tendrán cada una de nuestras tablas, tendremos que procesar la información con la que disponemos para poder construir nuestra base de datos a partir de la cartera de proyectos de PEP 2010, quedando de la siguiente manera:

Cuadro 16
Proyectos de producción incrementales
e importación

Número de proyectos	Nombre del Proyecto	Tipo de Proyecto	Región	Año 1	Año 2	...	Año T
1	Proyecto de producción 1	Exploración	Marina Noreste	LOC001	LOC068	...	LOC135
2	Proyecto de producción 2	Exploración	Marina Suroeste	LOC002	LOC069	...	LOC136
3	Proyecto de producción 3	Explotación	Norte	LOC003	LOC070	...	LOC137
4	Proyecto de producción 4	Explotación	Sur	LOC0004	LOC071	...	LOC138
5	Proyecto de producción 5	Importación	Sede	LOC0005	LOC072	...	LOC139
6	:	:	:	:	:	:	:
7	Proyecto de producción n	Importación	Sede	LOC067	LOC134	...	LOC199

Finalmente se obtiene una tabla con 67 proyectos, con un horizonte de planeación de 3 años, resultando en total 201 proyectos. Cabe hacer mención que la cartera de proyectos de PEMEX 2010 de la cual se extrajo la información, contiene en total 4693 proyectos, de las 4 regiones productoras de hidrocarburos que tiene PEP (Marina Noroeste, Marina Suroeste, Norte, Sur), cada una de ellas tiene proyectos de producción base como proyectos incrementales, de los cuales tomamos solamente los proyectos incrementales que son aquellos proyectos que aún no están en operación, por lo que no influye dentro de la producción de Gas Natural para cada año de estudio. Y tomamos una región dentro de nuestra base de datos, que le llamaremos “Sede” porque ahí es a donde cargaremos los proyectos de importación con los cuales buscaremos cumplir la restricción de la demanda nacional.

Ya que tenemos la tabla que incluye todos los coeficientes de los proyectos de producción es necesario sacar ahora los coeficientes de las inversiones y de los VPI de los proyectos tanto de producción como de importación. La tabla quedara de la siguiente manera:

Cuadro 17
Inversiones de los proyectos de producción
y de importación

Número de proyectos	Nombre del proyecto	Tipo de proyecto	VPI	Año 1	Año 2	...	Año T
1	<i>Proyecto de producción 1</i>	<i>Exploración</i>	VPI_1	inv_{11}	inv_{12}	...	inv_{1T}
2	<i>Proyecto de producción 2</i>	<i>Exploración</i>	VPI_2	inv_{21}	inv_{22}	...	inv_{2T}
3	<i>Proyecto de producción 2</i>	<i>Explotación</i>	VPI_3	:	:	:	:
4	<i>Proyecto de producción 2</i>	<i>Importación</i>	VPI_4	inv_{11}	inv_{12}	:	inv_{1T}
:	:	:	:	:	:	:	:
n	<i>Proyecto de producción n</i>	<i>Importación</i>	VPI_n	Inv_{n1}	Inv_{n2}	...	Inv_{nT}

4.1.4. Función Objetivo

Habiendo definido nuestras tablas de información necesarias podemos proseguir a la elaboración de la función objetivo que minimizará la cantidad de inversión anual total en el total de los proyectos de producción, el número de proyectos de importación en cada uno de los años que tendrá nuestro horizonte de estudio. Por lo tanto la función objetivo quedará de la siguiente manera:

Función objetivo

$$\text{Min inv} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^T vpi_{ij} x_{ij}$$

Restricciones para la satisfacción de la demanda nacional de gas natural

$$\text{Año 1:} \quad \sum_{i=1}^l gas_{i,1} x_{i,1} + \sum_{i=l+1}^n imp_{i,1} x_{i,1} \quad \geq DEM_1 - GAS_1$$

$$\text{Año 2:} \quad \sum_{i=1}^l gas_{i,2} x_{i,1} + \sum_{i=1}^l gas_{i,1} x_{i,2} + \sum_{i=l+1}^n imp_{i,2} x_{i,1} + \sum_{i=l+1}^n imp_{i,1} x_{i,2} \quad \geq DEM_2 - GAS_2$$

$$\begin{array}{c} \vdots \\ \text{Año T:} \quad \sum_{i=1}^l gas_{i,T} x_{i,1} + \sum_{i=1}^l gas_{i,T-1} x_{i,2} + \dots + \sum_{i=1}^l gas_{i,1} x_{i,T} + \\ \sum_{i=l+1}^n imp_{i,T} x_{i,1} + \sum_{i=l+1}^n imp_{i,T-1} x_{i,2} + \dots + \sum_{i=l+1}^n imp_{i,1} x_{i,T} \quad \geq DEM_T - GAS_T \end{array}$$

4.1.5. Multiperiodicidad del modelo

Como hemos observado en el desarrollo y construcción del modelo de programación lineal binaria SADEG, tenemos que además de satisfacer las condiciones de mínima inversión así como de máxima producción, atender el problema de la multiperiodicidad del modelo mismo. Esto es porque dentro de la cartera de proyectos de

PEP se nos permite obtener los pronósticos multianuales de producción, atendiendo con esto a una demanda nacional y a la correspondiente plataforma de importaciones, bajo condiciones de presupuesto de inversión limitados. Es por esto que nuestro modelo tiene que decidir el hecho de si un proyecto se lleva a cabo en un año no se repita para los siguientes años, y viceversa.

La restricción para evitar la elección múltiple se describe a continuación:

Restricciones para evitar la elección múltiple

$$\begin{array}{l} T \\ \sum_{j=1} x_{I,j} \geq 1 \\ : \\ T \\ \sum_{j=1} x_{n,j} \geq 1 \end{array}$$

Con

$$x_{i,j} = 0 \text{ ó } 1 \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, n; \quad j = 1, 2, 3, \dots, T.$$

4.2. Descripción del sistema de solución

Este capítulo tiene como objetivo hacer el análisis de la información recopilada al aplicar el modelo de programación entera binaria que se diseñó en el capítulo anterior. Para realizar la aplicación se utilizaron ciertos datos extraídos del “Modelo para la Presupuestación de Capital de PEMEX Exploración y Producción” Además se describe brevemente cómo funciona la herramienta de software CPLEX[®] que seleccionamos la cual nos servirá para obtener una solución válida y con ellos hacer la construcción una cartera de proyectos de PEP óptima, la cual será evaluada para revisar si los datos son consistentes y finalmente sirva para quienes tienen que hacer la toma de decisiones.

4.2.1. CPLEX[®]

CPLEX es un paquete de cómputo que sirve como herramienta para resolver problemas de optimización lineal mejor conocidos como problemas de programación lineal.

Los algoritmos del sistema base (*Base System*) de CPLEX® y el módulo llamado *Barrier Solver*, resuelven problemas con variables continuas (no se restringe a valores enteros), mientras que el módulo Mixto-Entero (*Mixed Integer Solver*) permite ambos tipos de variables, continuas y enteras. Las variables restringidas a valores enteros se clasifican en dos tipos: binarias (aquellas cuyo valor puede ser 0 ó 1) y enteras en general para el resto. El módulo *Barrier Solver*, también soluciona problemas con términos cuadráticos en la función objetivo.

El sistema base consta de los algoritmos:

- *Primal simplex* (Método Simplex Primal)
- *Dual simplex* (Método Simplex Dual)
- *Network Optimizer* (Optimizador de redes)

Un problema de programación lineal (PPL) puede ser resuelto utilizando diferentes programas: *Primal Simplex*, *Dual Simplex*, *Barrier Solver* y quizás también el *Network Optimizer* (si es que el problema contiene una estructura de red). Sin embargo, los tiempos que se llevan para resolver el problema no son los mismos, dependiendo de lo adecuado del modelo seleccionado.

4.2.2. Modelo de Presupuestación de Capital de PEP

El modelo para la presupuestación de capital de PEMEX Exploración y Producción permite obtener los pronósticos multianuales de producción, atendiendo a una demanda de hidrocarburos que permite satisfacer los requerimientos del consumo nacional y los correspondientes a la plataforma de exportación, bajo condiciones de presupuesto limitado.

El modelo constituye el principal soporte para las negociaciones presupuestales que se llevan a cabo anualmente entre Petróleos Mexicanos y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

4.3. Construcción de los escenarios

4.3.1. Escenario General

Escenario general: Determinar la inversión mínima necesaria para satisfacer la Demanda Nacional de Gas Natural (2010 – 2012)

4.3.2. Escenario de proyectos en explotación

Una vez que hemos determinado la manera de cómo vamos a extraer la información para crear las tablas, procedemos a crear el primer escenario de proyectos en explotación, quedando de la siguiente manera:

	2010	2011	2012
Base actual	5,144.16	3,699.72	2,735.65
Exploración	2,214.83	1,456.48	953.09
Explotación	2,929.33	2,243.24	1,782.56

Con estos datos observamos la producción que actualmente ofrece PEP para tratar de satisfacer la demanda actual.

4.3.3. Escenario de proyectos incrementales.

Por ello es de vital importancia que además de la producción actual, tratemos de extraer de la cartera original de PEP, los proyectos incrementales, y con ello observar a cuanto ascienden estos proyectos y así tratar de satisfacer la demanda nacional. La tabla queda de la siguiente manera:

	2010	2011	2012
Base incremental	1,384.48	2,899.12	3,961.69
Exploración	875.34	1,756.87	2,431.88
Explotación	509.14	1,142.25	1,529.81

4.3.4. Escenario de proyectos de importación

Una vez determinado los proyectos actuales e incrementales de explotación, comparamos con la demanda nacional, y al ver que todavía hace falta incrementar la producción, se hace la propuesta de adicionar proyectos de importación con el fin de alcanzar de manera sustantiva la demanda nacional. Lo que dará origen a la cartera original de proyectos de inversión.

Años	2010	2011	2012
Proyectos de importación	6,400.00	6,400.00	6,400.00
Explotación Actual	1,384.48	2,899.12	3,961.69
Proyectos Incrementales	5,144.16	3,699.72	2,735.65
TOTAL	12,928.64	12,998.84	13,097.34
Demanda Nacional	8,244.00	8,258.00	8,228.00

4.4. Cartera original de proyectos de inversión

Con la creación de esta cartera de proyectos de inversión vamos a tratar de obtener mediante el proceso de optimizarla satisfacer la demanda nacional de Gas Natural mediante CPLEX®. En este caso vamos a requerir de dos tablas, cuya estructura se observara a continuación.

4.4.1. Inversiones requeridas (incluye importaciones)

La tabla del portafolio para la inversión de los proyectos de PEP queda esquematizada de la siguiente forma:

PERFIL DE INVERSIÓN (MM\$)				13,856.29	12,304.13	30,992.53	35,361.45
TIPO	REGION	PROYECTO	VPI	2010	2011	2012	
1	EXPLOTACION	MARINA NORESTE	INTEGRAL EK - BALAM PIDIREGAS	12.39	10.96	24.87	18.51
2	EXPLOTACION	MARINA NORESTE	INTEGRAL KU - MALOOB - ZAAP PIDIREGAS	9.60	214.27	373.37	472.46
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
26	EXPLOTACION	SUR	INTEGRAL BELLOTA - CHINCHORRO PIDIREGAS	20.63	99.99	277.58	404.31
27	EXPLOTACION	SUR	INTEGRAL CACTUS - SITIO GRANDE PIDIREGAS	154.74	43.90	76.02	123.30
:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:
66	IMPORTACION	SEDE	PROYECTO DE IMPORTACION 26	909.80	338.21	338.21	338.21
67	IMPORTACION	SEDE	PROYECTO DE IMPORTACION 27	1,819.60	676.42	676.42	676.42

4.4.2. Proyectos de gas asociado y no asociado (incluye importaciones)

PERFIL DE PRODUCCIÓN DE GAS (MMPCD)					7,730.02	9,003.19	9,673.15
TIPO	REGION	Proyectos	Tipo de Gas		2010	2011	2012
1	EXPLOTACION	MARINA NORESTE	INTEGRAL EK - BALAM PIDIREGAS	Húmedo Amargo	1.96	4.44	3.31
2	EXPLOTACION	MARINA NORESTE	INTEGRAL KU - MALOOB - ZAAP PIDIREGAS	Húmedo Amargo	38.26	66.67	84.37
3	:	:	:	:	:	:	:
4	:	:	:	:	:	:	:
5	EXPLOTACION	SUR	INTEGRAL BELLOTA - CHINCHORRO PIDIREGAS	Húmedo Amargo	62.28	121.05	162.80
6	EXPLOTACION	SUR	INTEGRAL CACTUS - SITIO GRANDE PIDIREGAS	Húmedo Amargo	1.22	4.00	5.48
7	:	:	:	:	:	:	:
8	:	:	:	:	:	:	:
9	IMPORTACION	SEDE	PROYECTO DE IMPORTACION 26	Húmedo Amargo	15.36	17.22	15.81
10	IMPORTACION	SEDE	PROYECTO DE IMPORTACION 27	Húmedo Amargo	2.14	11.21	16.27

4.5. Análisis de los resultados

En la creación de la cartera original de proyectos de inversión se obtuvieron los siguientes datos que a continuación se exponen:

- Proyectos Incrementales
 - Proyectos de Exploración = 12
 - Proyectos de Explotación = 28
 - Proyectos de Importación = 27

Y se prosiguió a llevarlo al sistema de solución CPLEX para obtener mediante una serie de pasos la solución óptima con la finalidad de crear la cartera de proyectos de inversión óptima que nos dé solución a nuestra problemática planteada desde el inicio de este trabajo, satisfacer la demanda nacional de Gas Natural mediante el modelo de programación lineal binaria propuesto en este trabajo.

A continuación se detallan cada uno de los pasos para hacer el análisis de los datos.

Paso 1. Se muestra a continuación la versión simplificada de la estructura del modelo²⁶ que será introducido en el sistema CPLEX para obtener una primera solución factible.

MODELO_CPLEX

*Minimizar el VPI

MINIMIZE

VPI : + 12.389 LOC001 + 9.605 LOC002 + 1.504 LOC003 + 0.781 LOC004 + 40.889 LOC005 + 384.209 LOC006 + 5.21 LOC007 +
... .. + 601.519 LOC198 + 751.899 LOC199 + 751.899 LOC200 + 1503.798 LOC201

SUBJECT TO

* Restricción de la Producción para el año 2009

LIG_2009 : + 1.957LOC001 + 38.263LOC002 + 55.58LOC003 + 1.197LOC004 + 62.276LOC005 + ... + 750LOC065 + 750LOC066
+ 1000LOC067 >= 3099.841

* Restricción de la Producción para el año 2010

LIG_2010 : + 4.441LOC001 + 66.674LOC002 + 97.048LOC003 + 4.75LOC004 + 121.046LOC005 + ... + 750LOC132 + 750LOC133
+ 1000LOC134 >= 4558.284

* Restricción de la Producción para el año 2011

LIG_2011 : + 3.305LOC001 + 84.368LOC002 + 92.906LOC003 + 4.75LOC004 + 162.802LOC005 + 5.477LOC006 + 36.084LOC007
+ ... + 750LOC199 + 750LOC200 + 1000LOC201 >= 5492.355

²⁶ El modelo completo se muestra en el anexo A

* Restricciones para evitar la elección múltiple

REM1: + LOC001 + LOC068 + LOC135<=1

REM2: + LOC002 + LOC069 + LOC136<=1

REM3: + LOC003 + LOC070 + LOC137<=1

: : : :

REM66: + LOC066 + LOC133 + LOC200<=1

REM67: + LOC067 + LOC134 + LOC201<=1

* Declaración de las variables binarias

INTEGER

LOC001 LOC002 ... LOC200 LOC201

END

Paso 2. Una vez generado el modelo, se procedió a resolverlo con el CPLEX[®]. En seguida se muestran parcialmente los resultados.

Solución entera factible: Función Objetivo = 3,951.46

Iteraciones = 50, 839,610 Nodos = 20, 278,435

Tiempo de solución = 6,276.28 segundos.

Sección 1 – Renglones

Numero	Actividad	Holgura	Límite inferior	Límite Superior	Actividad Dual
1 VPI	3951.458	-3951.458	NO	NO	1
2 LIG_2009	3100.376	-0.535	3099.841	NO	0
3 LIG_2010	4567.657	-9.373	4558.284	NO	0
4 LIG_2011	5493.442	-1.087	5492.355	NO	0

Sección 2 – Columnas

Numero	Actividad	Holgura	Límite inferior	Límite Superior	Actividad Dual
5 LOC001	0	12.389	0	0	12.389
6 LOC002	1	9.605	1	1	9.605
7 LOC003	1	1.504	1	1	1.504
8 LOC004	0	0.781	0	0	0.781
9 LOC005	1	40.889	1	1	40.889
:	:	:	:	:	:
LOC201	0	1503.798	0	0	1503.798

Paso 3. Una vez que hemos obtenido la solución factible generada por el CPLEX procedemos a la segunda fase de optimización para obtener una solución factible óptima, por lo que tenemos que aplicar un comando dentro de CPLEX[®], el cual es el siguiente:

```
CPLEX>
CPLEX> change problem f
MILP problem relaxed to LP with fixed integer variables.
CPLEX> optimize
Using deconv.
Iteration log . . .
Iteration: 1 Objective = 3951.458000
Primal simplex - Optimal: Objective = 3.9514580000e+003
Solution time = 0.36 sec. Iterations = 13 (0)
CPLEX>
```

Con esto finalmente encontramos la solución óptima factible y con ella realizamos la construcción del portafolio óptimo resultante de proyectos de inversión de Pemex Exploración y Producción para el año 2012, el cual nos proporciona los siguientes datos importantes:

- Total de Proyectos Incrementales:
 - Proyectos de Exploración = 7
 - Proyectos de Explotación = 15
 - Proyectos de Importación = 13

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES

A lo largo del desarrollo de este trabajo podemos argumentar que en la actualidad, la programación lineal entera constituye una de las herramientas de resolución de modelos matemáticos más populares, y que en gran medida hace posible el modelar problemas que se presentan en la vida real con gran exactitud, y resolverlos mediante herramientas tecnológicas como son los sistemas computacionales.

Se decidió en primer lugar utilizar a la programación entera binaria porque esta nos permite resolver problemas de asignación de recursos, mediante la aplicación de algoritmos heurísticos, en aquellas situaciones cuyas variables de decisión no pueden tomar valores fraccionarios. Es decir, los resultados se darán en función de dos valores, 0 o 1. La herramienta tecnológica que escogimos es el software CPLEX[®], que maneja metodologías apropiadas para resolver problemas de programación entera binaria.

El modelo construido durante todo el desarrollo de este trabajo y que se propone como herramienta de apoyo para la solución del problema que se planteo al inicio, “determinar la inversión mínima necesaria para satisfacer la demanda de Gas Natural” servirá para establecer la forma más óptima de asignar recursos financieros que servirán para realizar las inversiones necesarias en infraestructura, costos de operación, niveles de producción, niveles de importación, que ayuden a cumplir los objetivos comprometidos en el plan de desarrollo, en el sector Energético por el gobierno federal, con la finalidad de satisfacer la demanda de Gas Natural, así como las necesidades a futuro que tiene como país debido al crecimiento energético en los últimos años.

El usar modelos multiperiodo incrementa las posibilidades de su uso ya que muchos de los proyectos no pueden ser utilizados en el mismo periodo, dando lugar a un óptimo uso de todos los recursos que se van a utilizar en la Cartera de proyectos de Pemex Exploración Producción.

Cabe mencionar que hoy en día el Gas Natural ha adquirido un lugar trascendente en el desarrollo del país por haberse convertido en un insumo energético esencial de la economía moderna, convirtiéndose en el combustible predilecto que puede hacer

compatible el progreso económico e industrial de México con la preservación del medio ambiente.

La realización de esta aplicación para mí fue altamente gratificante porque se realizó sobre una de las industrias más rentables y estratégicas para el país, la industria petrolera, y sobre todo el haberla aplicado en uno de los modelos binarios, de mayor escala, empleados en México: el modelo de Presupuestación de capital de Pemex Exploración y Producción.

Futuros desarrollos que pueden ser tomados con respecto a este trabajo, es el hecho de hacer que el horizonte de planeación sea a más años, con el fin de hacer proyecciones sobre el comportamiento que experimentará la industria del Gas Natural así como los efectos que pueda tener sobre las finanzas del país, para tomarlos en cuenta al momento de hacer la cartera de proyectos de PEP para el año 2012.

El modelo que se ha presentado en este trabajo es un modelo determinístico, una de las líneas de investigación que mi trabajo puede presentar para futuros proyectos o trabajos de tesis o doctorado, es el hecho de incluir dentro de las variables que tiene este modelo, el de incluir el riesgo, con el propósito de hacer que el nuevo modelo sea estocástico.