



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROSPECTIVA DE LOS
REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN EL PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL
EN PEMEX AL 2016.**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

PRESENTA:

ÓSCAR COUOH RAMÍREZ

**ASESOR DE TESIS:
DR. GABRIEL LEÓN DE LOS SANTOS**



MÉXICO, D.F.

2010



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



“Llegó aquí entonces la palabra, vinieron juntos Tepeu y Gugumatz, en la oscuridad, en la noche, y hablaron entre sí Tepeu y Gugumatz. Hablaron, pues, consultando entre sí y meditando; se pusieron de acuerdo, juntaron sus palabras y su pensamiento. Entonces se manifestó con claridad, mientras meditaban, que cuando amaneciera debía aparecer el hombre. Entonces dispusieron la creación y crecimiento de los árboles y los bejucos y el nacimiento de la vida y la claridad en acción del hombre. Se dispuso así en las tinieblas y en la noche por el Corazón del Cielo, que se llama Huracán”.

Popol Vuh

“Utz tin t’aan in paktik u boonilil a wich”

*“Así dice Jehová:
No se alabe el sabio en su sabiduría,
ni en su poder se alabe el poderoso,
ni el rico en sus riquezas.
Mas el que se vaya a gloriar,
que se gloríe en esto:
que me comprende y me conoce,
que yo soy Jehová,
que ejercito la misericordia,
juicio y rectitud en la tierra:
porque en esto me deleito,
dice Jehová”.*

--Jeremías 9:23-24 (Yirmeyahu 9:22-23)

כֹּה אָמַר יְהוָה
אֱלֹהֵי־יְהוָה לֵלֵךְ חָכְמָה בְּחִקְמַת וְ
וְאֱלֹהֵי־יְהוָה לֵלֵךְ הַגִּבּוֹר בְּגִבּוֹרָתוֹ
אֱלֹהֵי־יְהוָה לֵלֵךְ עֲשִׂיר בְּעֲשָׂרָה וְ:
כִּי אִם־בְּזוֹ אֵת יְהוָה לֵלֵךְ הַמִּתְהַלֵּל
הַשֹּׁכֵל נִידָע אֹתִי
כִּי אֲנִי יְהוָה
עֲשֵׂה חֶסֶד מִשְׁפָּט
וְצִדְקָה בְּאֶרֶץ
כִּי־בְאֵלֶּה חֲפִצְתִּי
בְּאִם־יְהוָה: ס

—ירמיהו: כב"כג

Dedicatorias

A Dios:

Por permitirme titularme.

A mi familia:

Ya que sin su apoyo no podría haber llegado a este punto de mi carrera profesional.

A los ingenieros de PEMEX:

Por haberme ayudado a terminar este trabajo, Ing. Monzon, M.C. Cesar, Ing. Fernando, Ing. Plineo operario Raphael, y los que me faltan.

Dr. Gabriel León de los Santos:

Por su apoyo y su paciencia al elaborar este trabajo.

Dr. Alfredo Barrera Zavala

Gracias a su tratamiento pude superar el problema de Epilepsia que tengo y sin eso no podría haber llegado hasta aquí.

A mis amigos:

Luis, Juan, Roque, Adrian, Martha, Raphael, Miko, kike, Tania, Aline, Araceli, Oscar, Sinué y todos los que me faltan, por permitirme la oportunidad de ser su amigo y vivir grandes momentos juntos. Recuerden que más vale tarde que nunca.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCION	3
RESUMEN	5
1. Panorama internacional del mercado del gas natural	6
1.1 Gas natural en la demanda de energía	7
1.2 Consumo Mundial de gas natural,2007	8
1.3 Impacto ambiental del gas natural en el mundo, 2005-2020	14
1.4 Oferta mundial de gas natural, 2005-2020	16
1.5 Mercado prospectivo de gas natural, 2005-2020	17
1.6 Demanda mundial de gas natural,2005-2020	18
1.7 Producción mundial de gas seco, 2007	18
1.8 Conclusiones	20
2. Mercado nacional de gas natural 1997-2007	21
2.1. Consumo de gas natural, 1997-2007	22
2.1.1. Sector eléctrico	23
2.1.2. Sector industrial	26
2.1.3. Sector petrolero	27
2.1.4. Sectores residencial y servicios	28
2.1.5. Sector autotransporte	29
2.1.6. Consumo regional	30
2.2. Oferta	33
2.2.1. Reservas probadas de gas natural por región	33
2.2.2. Extracción de gas natural	35
2.2.3. Procesamiento de gas natural	36
2.2.4. Infraestructura de transporte y distribución	38
2.2.5. Sector privado	40
2.2.6. Precio nacional de gas natural	40
2.2.7. Comercio exterior	42
2.2.8. Balance oferta-demanda, 1997-2007	43
2.3. Conclusiones	44
3. Prospectiva de los requerimientos energéticos en PEMEX	45
3.1. Principales plantas que conforman un complejo procesador de gas (CPG)	46
3.1.1. Endulzadoras	47
3.1.2. Criogénicas	53
3.1.3. Fraccionadoras	59
3.2. Consumos energéticos en el procesamiento del gas	65
3.3. Programas y medidas de uso eficiente de energía en los procesos	68
3.4. Escenarios de demanda, producción e importación de gas	

en Pemex	68
3.5. Conclusiones	73
4. Escenarios de abasto energético en el procesamiento de gas natural en Pemex al 2016 en base a su potencial de cogeneración	74
4.1. Consumo de energía térmica en complejos procesadores de gas.	75
4.2. Consumo de energía eléctrica en complejos procesadores de gas.	77
4.3. Potencial de cogeneración en las instalaciones procesadoras de gas.	79
4.4. Potencialidad de esquemas de cogeneración en las instalaciones procesadoras de gas.	83
4.5. Escenarios de oferta y demanda con cogeneración	85
4.6. Conclusiones	88
5. Conclusiones Generales	89
Índice de Gráficas	90
Índice de Tablas	91
Índice de Figuras	92
Anexo A	93
Anexo B	100
Anexo C	105
Abreviaturas y Siglas	107
Bibliografía	110

INTRODUCCIÓN

Durante la década de los años noventas México comenzó a desarrollar un mercado interno de gas natural como respuesta a la creciente importancia de las políticas de sustentabilidad para el desarrollo económico y social en los países a nivel mundial, así como al gran auge de las plantas de generación eléctrica de ciclo combinado a base de gas natural, derivado de su alta eficiencia energética (hasta 56% en base a al poder calorífico superior), dando inicio al eslogan de combustible limpio y barato

Tras la reforma a la industria de gas natural en 1995, México incursionó en procesos regulatorios que permitieron impulsar esta industria mediante inversión complementaria de particulares en el transporte, distribución y almacenamiento de este energético. A su vez, Pemex desarrolló importantes reservas de gas natural no asociado en el norte del país. Con ello, dejó de ser un combustible de uso marginal para convertirse en un insumo energético esencial de la economía del país. El gas natural penetró en todos los sectores productivos y de consumo de manera directa o indirecta, convirtiéndose en el combustible predilecto que podía hacer compatible el progreso económico e industrial con la preservación del medio ambiente.

A inicio de este siglo la bonanza y buenos resultados del gas natural comenzaron a cambiar, debido principalmente a su propio éxito, es decir, el auge de los sistemas energéticos que hacen uso del gas natural provocó una demanda que sobrepasa a la oferta, ocasionando en 2001 un primer incremento importante de su precio al pasar de 2 USD/MBTU a casi 4 dólares. Provocando problemas económicos en las industrias consumidoras de este energético; Posteriormente en 2007 esta situación se repitió, llegando el precio a más de 10 USD/MBTU, ya antes de esta situación en el caso de la generación eléctrica se habían iniciado acciones para incrementar la oferta de gas, vía la importación y las regasificadoras.

La Reforma Energética recientemente aprobada, fortalece a Pemex y amplía su capacidad de ejecución. Para la industria del gas natural, los mayores beneficios de esta reforma, se pueden obtener en el mediano y largo plazo. Con la aprobación de las nuevas condiciones de contratación, en las que Pemex podrá explorar y extraer hidrocarburos, el país podrá contar con una mayor oferta nacional de gas natural, así como aumentar nuestras reservas para garantizar la seguridad energética en beneficio de las generaciones futuras.

Asimismo la reforma contiene esquemas para impulsar acciones en materia de eficiencia energética para el mejor aprovechamiento del gas natural.

Además, con el fin de impulsar la expansión de la infraestructura de transporte de gas natural en el país, fortalecer el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y dotarlo de redundancia y mayor capacidad de transporte, la Reforma trata de fortalecer a la Comisión Reguladora de Energía, al otorgarle facultades para establecer tarifas sistémicas que podrán hacer más atractivas las inversiones en este tipo de infraestructura. Con ello, el gas natural podría llegar a entidades federativas que hoy no reciben suministro por falta de infraestructura.

Los objetivos del presente trabajo son ofrecer una descripción de la evolución del mercado del gas natural tanto internacional como nacional, y como ha venido cobrando una gran importancia.

Otro aspecto de la tesis es estudiar el consumo energético que resultará si el uso del gas natural continúa creciendo, como se ha visto en los últimos años, además investigar qué forma de generación de energía es la más adecuada para cumplir con este propósito.

Para cumplir con estos objetivos se hará un estudio sobre las plantas procesadoras de gas en PEMEX (llamados "Complejos Procesadores de Gas" o mejor conocidos como CPG's), con esto se tratará de dar una visión de cómo se obtiene el gas natural y cuáles son las etapas que tiene que pasar para que llegue al consumidor final, asimismo se muestran otros productos que se obtienen a partir del mismo yacimiento.

Se estudiarán los 10 CPG's que se encuentran en el país y de los cuales se obtuvieron datos importantes para nuestro estudio.

Para dar suministro a la demanda energética de estos complejos se propone un sistema de cogeneración, dado que estos sistemas presentan mayores ventajas para el uso de energía.

El estudio se basará en el esquema de cogeneración que se construye recientemente en el CPG de Nuevo Pemex Tabasco, y además será el caso base para comparar los convenientes de realizar proyectos similares en las otras plantas procesadoras de gas de PEMEX.

Por otra parte, se realizará una estimación del consumo energético y térmico al 2007, en las instalaciones de PEMEX, en base al gas procesando y con ello plantear proyecciones de los consumos energéticos futuros.

Y por último, establecer escenarios de aprovechamiento de los potenciales de cogeneración de dichas instalaciones y su posible aprovechamiento para cubrir sus requerimientos energéticos de electricidad y calor, evaluando esquemas de autoabastecimiento con y sin excedentes energéticos.

Resumen

El presente trabajo ofrece una descripción de la evolución del mercado del gas natural tanto internacional como nacional, y como ha venido cobrando una gran importancia en los últimos 15 años.

Se estudió el consumo energético que resultará si el uso del gas natural continúa creciendo y qué forma de generación de energía es la más adecuada para cumplir con este propósito.

Se estudiaron los 10 Complejos Procesadores de Gas que tiene PEMEX hoy en día y se planteo un esquema de cogeneración como el del CPG de Nuevo Pemex Tabasco, y siendo el caso base para comparar las ventajas de realizar proyectos similares en las otras plantas procesadoras de gas de PEMEX.

En otra parte, se realizo una estimación del consumo energético y térmico al 2007 en las instalaciones de PEMEX, en base al gas procesado y se hicieron proyecciones de los consumos energéticos futuros al año 2016.

Y por último se establecieron escenarios de aprovechamiento de los potenciales de cogeneración de dichas instalaciones y su posible aprovechamiento para cubrir sus requerimientos energéticos de electricidad y calor, evaluando esquemas de autoabastecimiento con y sin excedentes energéticos.

CAPÍTULO 1

1. Panorama internacional del mercado de gas natural

Introducción

El gas natural es una mezcla de gases que se encuentra frecuentemente en yacimientos fósiles, no-asociado (solo), disuelto o asociado con (acompañando al) petróleo o en depósitos de carbón. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se extrae, está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 ó 95% (p. ej., el gas no-asociado del pozo West Sole en el Mar del Norte), y suele contener otros gases como nitrógeno, etano, CO₂, H₂S, butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados

El gas que se obtiene del subsuelo debe ser procesado, dependiendo de su composición, para su uso industrial o doméstico y esta es la función de los Complejos Procesadores de Gas (CPG).

En este capítulo se presenta el panorama internacional del mercado de gas natural, se analiza la evolución de la oferta, la demanda y los precios a 2007; así como, la oferta y demanda en prospectiva mundial al 2020. Además contiene la actualización del mercado internacional de gas natural licuado (GNL) durante el último año, y las capacidades por tipo de almacenamiento subterráneo al cierre de 2007.

En este capítulo se incluye una prospectiva de GNL, 2008-2017, con base en los proyectos considerados por la Agencia Internacional de Energía (AIE) y que se encuentra su fase de construcción o planeación, a fin de dar a conocer la expansión esperada en los próximos años entre importadores y exportadores de esta industria. Además, entre los nuevos temas se presentan las emisiones de dióxido de carbono proveniente del gas natural por país.

1.1 El gas natural en la demanda de energía

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.

El crecimiento de las economías emergentes, por el contrario, mantuvo su dinamismo, aunque hacia finales del año se observó cierta desaceleración de la actividad económica de este grupo de países. La inflación tendió a aumentar durante 2007 tanto en los países industriales como en las economías emergentes, impulsada principalmente por los incrementos de los precios de la energía y los alimentos en los países emergentes, también por el fuerte crecimiento de la demanda interna.

Así, mientras la economía mundial presentó un crecimiento de 4.9%¹ durante 2007, el consumo de energía primaria² 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%³.

Según datos de *BP Statistical Review of World Energy*, 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.

Los precios de los productos primarios, particularmente el petróleo y los alimentos, registraron fuertes incrementos durante 2007, convirtiéndose en fuentes de presión inflacionaria importantes a nivel global en la economía.

En 2007, el precio del petróleo superó sus marcas históricas previas, alcanzando en noviembre el nivel de los 100 dólares por barril para el tipo *West Texas International (WTI)*, aunque las expectativas de un menor crecimiento de la economía estadounidense contribuyeron a reducirlo a 96 dólares al término del año. El precio promedio de los crudos marcadores fue de 72.20 dólares por barril para el WTI y 72.39 dólares por barril para el crudo *Brent*, es decir, 6.18 y 7.25 dólares encima del valor registrado en 2006, respectivamente.

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

¹ De acuerdo con *World Economic Outlook*, Fondo Monetario Internacional, abril de 2008.

² Se refiere a fuentes de energía que se obtienen directamente de la naturaleza o bien después de un proceso de extracción.

³ Ligeramente superior al promedio de los últimos 10 años, cuya tasa media de crecimiento anual (tmca) fue de 2.2%.

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 métrica⁴. 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 alza de las cotizaciones de los alimentos resultó principalmente del aumento del consumo en los países emergentes de rápido crecimiento, la demanda de bienes agrícolas para la producción de biocombustibles y las condiciones climáticas adversas.

Ante la expansión de las economías emergentes durante 2007 a tasas mayores o cercanas a las del año previo, se fortalecieron los consumos de combustibles como el carbón y el gas natural. 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 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 (mmtpc) en el total de energía requerida. Este país generó 72.2% de dicho crecimiento a partir de intensificar el uso del carbón.

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.

1.2 Consumo mundial de gas natural, 2007

Durante 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-Euroasia⁵, Norteamérica y Asia-Pacífico, que en conjunto representan el 82.3% de la demanda global. Si bien, el consumo creció en todas las regiones durante el último año, el incremento fue notable en regiones como Asia-Pacífico y Norteamérica, cuyos crecimientos en volumen fueron de 3,822 y 2,608 mmpcd,

⁴ De acuerdo con el *Commodity Price Data* del Banco Mundial con referencia en Australia, septiembre de 2008. Se refiere al carbón térmico de 6,300 kcal/kg (11,340 BTU/lb), con menos de 0.8% de azufre y 13% de ceniza.

⁵ 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 Servia.

respectivamente.

El consumo estadounidense de gas natural se recuperó 6.5% en 2007, manteniéndose como el mayor consumidor mundial con una demanda de 63,173 mmpcd, y una participación de 22.6%, dando así un impulso considerable al consumo de la región de Norteamérica. Lo anterior derivado de que los precios relativamente bajos de 2006 continuaron en 2007, aunado a la actividad económica sostenida, lo que motivó en gran parte la reanudación de ventas a usuarios industriales, mientras que los sectores residencial, servicios y de generación eléctrica registraron tasas de crecimiento más altas, en el orden de 6 a 8%.

El consumo de la región Asia-Pacífico en 2007, fue impulsado por países como China, Japón e India, que en conjunto justificaron 76.0% del incremento de gas de la región. En el caso de Japón, durante el último año se convirtió en el sexto consumidor del mundo, sustituyendo a Alemania, quien lo fue hasta 2006. Japón incrementó su consumo en 628 mmpcd, luego de que en julio de 2007 un terremoto sacudiera la costa oeste de Japón, dañando las instalaciones de la planta nuclear de Kashiwazaki-Kariwa, considerada la más grande del mundo, ocasionando que quedara fuera de operación para realizar inspecciones y reparar los daños.

Dicha generación de electricidad fue compensada con centrales termoeléctricas a partir de derivados de petróleo y gas natural. Cabe señalar que, Japón produce cerca de una tercera parte de su electricidad a partir de la energía nuclear. De hecho, durante septiembre las entregas de GNL fueron superadas por el consumo, cubriéndose el déficit a partir de inventarios en un principio, y luego con mayores importaciones de cargamentos *spot*, provocando que el precio del GNL suministrado se incrementara hacia el final del año⁶.

En el caso de China e India, su crecimiento vertiginoso, impulsó una mayor demanda de gas natural, incrementándose las importaciones de GNL en 2007. China aumentó su consumo interno en 19.9%, mientras que la India lo hizo en 7.6%. De esta manera, China superó a Ucrania como consumidor de gas natural en el mundo, posicionándose en el décimo lugar.

En Europa se presentaron un gran número de días con clima templado en 2007, lo que generó que en los países de la Comunidad Europea⁶ las ventas de gas natural disminuyeran por segundo año consecutivo, esta vez como consecuencia de que en la mayoría de los países se registró un descenso considerable en las ventas al sector residencial. Por otro lado, a pesar de que la actividad económica fue bastante favorable en varios de estos países, las ventas al sector industrial continuaron estancadas y en algunos casos disminuyeron. Esto se derivó del impacto de precios muy altos de gas a consecuencia de fluctuaciones del precio del petróleo, al cual el precio del gas está fuertemente indexado, lo que le redujo competitividad al gas natural comparado a las otras fuentes de energía utilizadas en este sector. Por su parte, el sector eléctrico encontró más favorable al gas en 2007, debido a que el precio de importación del carbón en Europa se

⁶ *Impacts on International Energy Markets of unplanned shutdown of Kashiwasaki-Kariwa Nuclear Power Station*, April 2008, Institute of Energy Economics, Japan.

duplicó⁷.

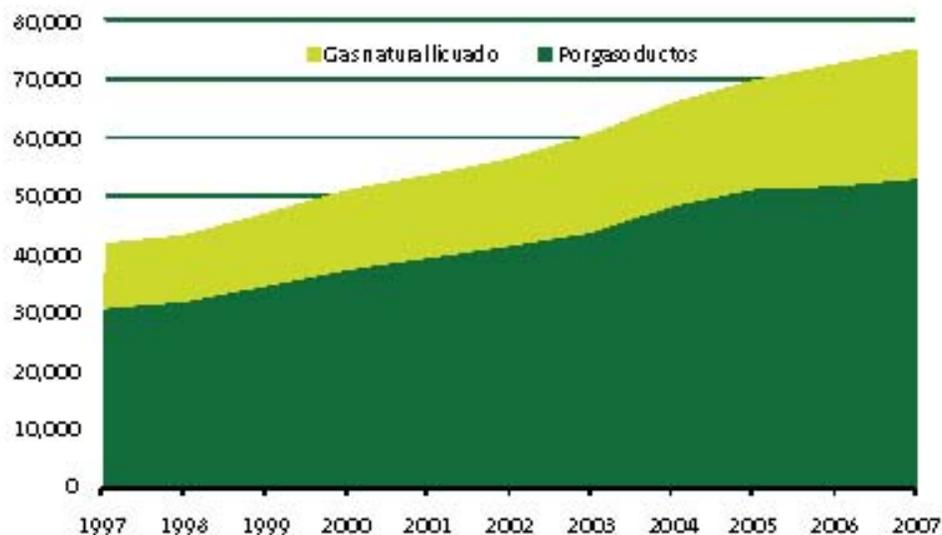
Existen diferentes puntos de vista acerca de la globalización del mercado de gas natural. Históricamente la industria del GNL se ha desarrollado en mercados regionales, donde la manera de valorar el gas es diferente y predominan las transacciones entre ciertos países. Esto se ha generado a partir de 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.

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 (véase gráfica 1.1)⁸.

Gráfica 1.1

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



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

⁷ Short-term in gas industry, Panorama 2008, Institut Français du Pétrole.

⁸ Durante 2007 el comercio de gas natural a través de gasoductos fue de 53,182 mmpcd, mientras que el GNL colocó 21,906 mmpcd.

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*, su influencia aumentará en el precio de los mercados con comportamientos similares, pese a que en el corto plazo difícilmente sucederá.

Una barrera para convertir el GNL en un *commodity*, es la limitada influencia para abastecer el mercado de consumo de los Estados Unidos y el Reino Unido, ya que actualmente se considera como un combustible complementario a la oferta de gas de dichos mercados, y éstos son referentes para fijar los precios del gas en los países de Norteamérica y Europa. Si bien, esto significaría incrementar la dependencia a las importaciones de GNL proveniente de distintas regiones, también habría que superar cuellos de botella en la flexibilidad de los intercambios en múltiples rutas y modos de transporte, principalmente en aquellos mercados donde las distancias sean mayores respecto al origen del gas y el costo de transporte aun lo haga competitivo en el mercado destino.

Al cierre de 2007 operaron 24 plantas de licuefacción⁹ ubicadas en quince países. Entre los hechos positivos en la expansión de la industria de GNL, fue que Guinea Ecuatorial y Noruega se unieron a los exportadores en el último año. El 2007 fue un año difícil para la toma de decisiones en las inversiones de la industria, sólo se concretaron algunas expansiones en las capacidades de licuefacción en Angola, Australia y Argelia.

Esto tuvo su origen en retrasos y cancelaciones en la parte aguas arriba (*upstream*) de algunos proyectos durante el año, ocasionados por incrementos en los costos de la ingeniería, particularmente en costos de adquisición y construcción. Además, en algunos países exportadores, la participación de sus gobiernos va en aumento, y por ende un mayor control sobre los recursos energéticos ha influido en la toma de decisiones limitada en las inversiones. Además se han creado tensiones respecto a la asignación de los recursos entre el mercado interno y las exportaciones, principalmente en Indonesia, Nigeria, Medio Oriente y algunos países de África del Norte. Los precios bajos del gas natural en estos países, han impulsado un incremento en el consumo local, ya que a menudo se encuentran distorsionados en un afán de reforzar y diversificar la economía, incentivando industrias como la de productos petroquímicos, la desalación del agua y generación de electricidad, no obstante estos precios bajos desalentaron la inversión aguas arriba.

⁹ Considerando las empresas o sociedades propietarias, la distancia de los trenes de licuefacción con respecto al puerto principal y la administración de las plantas.

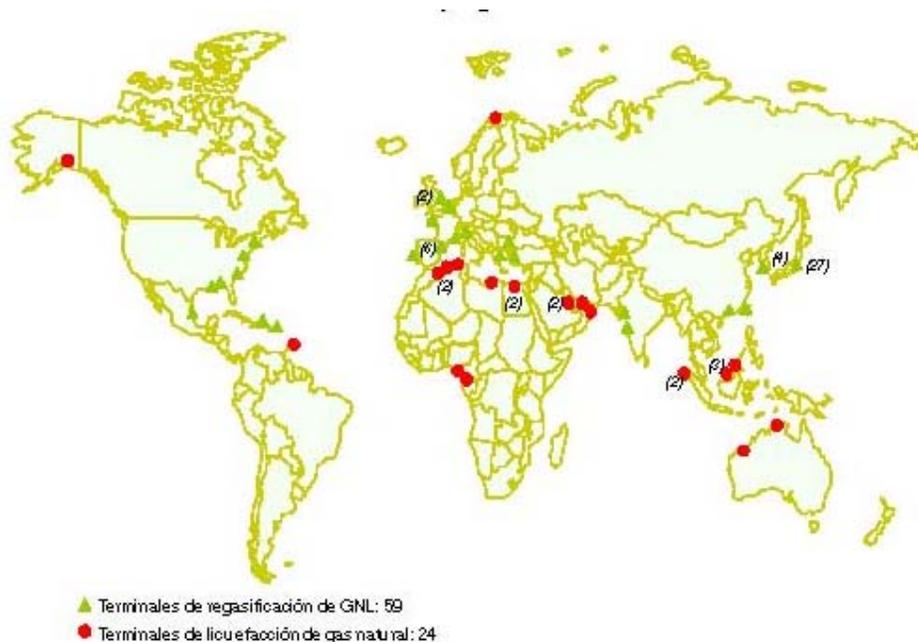
Considerando las expansiones y las dos plantas nuevas de licuefacción en Noruega y Guinea Ecuatorial, al último año existe una capacidad nominal de licuefacción de 431.3 millones de metros cúbicos (mmm³) de GNL por año, repartidos en 83 trenes de licuefacción. De acuerdo con esa capacidad de licuefacción se obtuvo un porcentaje de utilización promedio de 86.0% durante 2007, casi 3% mayor respecto a 2006. La capacidad total de almacenaje de GNL ascendió aproximadamente a 6,337 miles de metros cúbicos (mm³) distribuidos en 70 tanques, que representan seis días (6.2) de la producción mundial de GNL.

Por el lado de la regasificación, al término de 2007 se registró la existencia de 59 terminales en el mundo. En dicho año comenzaron operaciones dos terminales nuevas de regasificación: Murgados en España y Teesside en Reino Unido. Además hubo incrementos de capacidad de regasificación en las terminales de Revithoussa en Grecia y Pyeong-taek de Corea del Sur. Con dichos incrementos, se totaliza una capacidad instalada de regasificación de 550.6 miles de millones de metros cúbicos (m m m m³) por año de gas natural y una capacidad de almacenamiento de 27,880 (mm³) de GNL con 288 tanques.

La flota de buques para transportar GNL en el mundo fue de 254 metaneros al término de 2007. Sin embargo, el Hassi R'Mel, el Laieta y el Hoegh Gandria no transportaron ningún cargamento, así como los 12 nuevos buques que se entregaron durante el año.

Mapa 1.1

Terminales de licuefacción y regasificación de GNL existentes a 2007



Fuente: *International Energy Agency*.

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 Island.

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.

Respecto a los países importadores de GNL, Japón permanece como el mayor consumidor de GNL con un volumen de 8,593.6 mmpcd en 2007, seguido por Corea del Sur con 3,327.3 mmpcd y España con 2,339.5 mmpcd. Cabe señalar que, los países que se convirtieron en importadores en 2006, China y México, aumentaron considerablemente sus consumos de GNL en 2007.

La participación de las importaciones de GNL en países europeos respecto al total disminuyó de 27.2% a 23.6% entre 2006 y 2007. Lo anterior se debe a que 2007 fue un año de condiciones climáticas templadas en la mayor parte del continente, lo que ocasionó caídas en el consumo del GNL en países como España, Francia, Bélgica, Italia y Reino Unido. Además, los precios más altos del gas que se dieron en Estados Unidos y Asia durante parte del año, desincentivaron a aquellos productores con flexibilidad para nominar sus cargamentos hacia las terminales europeas de regasificación.

En América, las importaciones de GNL hacia Estados Unidos registraron un aumento significativo entre 2006 y 2007 de 508.9 mmpcd, es decir 31.8% más que el GNL consumido en 2006, pese a que en el último cuarto del año hubo poca actividad en las terminales de Estados Unidos, y los cargamentos fueron desviados al mercado Asiático. En conjunto, los países importadores en América representaron 11.1% del total durante 2007.

El mercado asiático de GNL continuó en ascenso durante 2007 al crecer 9.5% respecto a 2006. Además de ser el mayor consumidor, durante el último año promedió importaciones por 14,317 mmpcd, es decir representó 65.4% del total del mercado de consumo de GNL. Durante 2007, China e India comenzaron a incrementar sus importaciones de GNL en 277.7 mmpcd y 192.5 mmpcd, respectivamente.

Cabe señalar que, las tendencias en los patrones de uso de las terminales de GNL varían de una región a otra, ya que reflejan la estructura de la demanda de un mercado en particular. En Asia Pacífico, el gas natural es usado como una fuente de consumo importante y carecen de capacidad de almacenamiento subterráneo, además existen fluctuaciones importantes en la demanda estacional que requieren ser absorbidas por las terminales de GNL. Por ejemplo, la capacidad total de regasificación en Japón, Corea y Taiwán es más del doble de la demanda anual de gas. Tal redundancia les da flexibilidad para conseguir gas en el mercado internacional en situaciones de aumentos imprevistos de la demanda, ya que estos países no poseen importantes suministros locales ni infraestructura de gasoductos suficiente.

En Europa, donde los mercados de gas son maduros, suelen utilizar en forma eficiente los sistemas de gasoductos y el almacenamiento subterráneo, permitiendo a las terminales de regasificación tasas de utilización más altas, beneficio que obtienen al contar con la flexibilidad que otorgan los sistemas de almacenamiento subterráneo ante estacionalidades y crecimientos imprevistos de la demanda. Por ejemplo, la única terminal de regasificación que posee Italia y las dos de Francia promediaron una tasa de utilización de más de 80% durante 2007.

En Estados Unidos donde las importaciones de GNL juegan un rol marginal y las entregas dependen de las diferencias del precio con los otros mercados, la tasa de utilización suele ser baja en promedio anual. Además, no es necesaria una capacidad de almacenamiento importante en las terminales, ya que cuentan con redes de gasoductos con un alto grado de interconexión, e inclusive con almacenamientos subterráneos. En México, la terminal de Altamira promedió una tasa alta de utilización en su segundo año de operación de aproximadamente 55%.

1.3 Impacto ambiental del gas natural en el mundo, 2005-2020

En la próxima década, cualquier acción para disminuir las emisiones de los gases de efecto invernadero podría afectar el uso de energía primaria alrededor del mundo y alterar el nivel y la composición de emisiones de bióxido de carbono (CO₂) según la fuente de energía. Sin duda, el CO₂ es uno de los gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera que causan mayor preocupación en el mundo.

Las emisiones de CO₂ son resultado principalmente de la utilización de un combustible fósil para obtener energía, y esto ha generado un gran debate respecto al cambio climático. De acuerdo con el DOE, las emisiones de bióxido de carbono del mundo en 2007, provenientes de combustibles fósiles, fueron de 29.3 miles de millones de toneladas (mmmta) y aumentarán a 37.0 mmmta en 2020.

Pese a que el carbón no es el combustible fósil más demandado, se estima que a partir de 2005 las emisiones de CO₂ de éste superaron a las del petróleo y sus derivados. Para 2007 las emisiones de cada combustible se estimaron en: carbón 12.0 mmmta, petróleo y sus derivados 11.3 mmmta, y gas natural 6.0 mmmta.

Si bien se considera al gas natural benévolo con sus emisiones respecto al petróleo y el carbón, existe la expectativa hacia 2020 de que participe con 24.1%

del consumo de energía primaria, y que eso signifique 20.9% de las emisiones de CO₂, mientras que el carbón cubrirá 28.2% de la energía primaria y sus emisiones del gas efecto invernadero representarán 43.0%.

Cabe señalar que el estimado de las emisiones de CO₂ no sólo incluye al consumo de gas en usos finales, sino también el gas quemado y venteado en campos. Los registros actualizados por el DOE a septiembre de 2008, estiman que durante 2006 se emitieron 5,911.8 millones de toneladas métricas de CO₂ (mmt) a partir del gas natural.

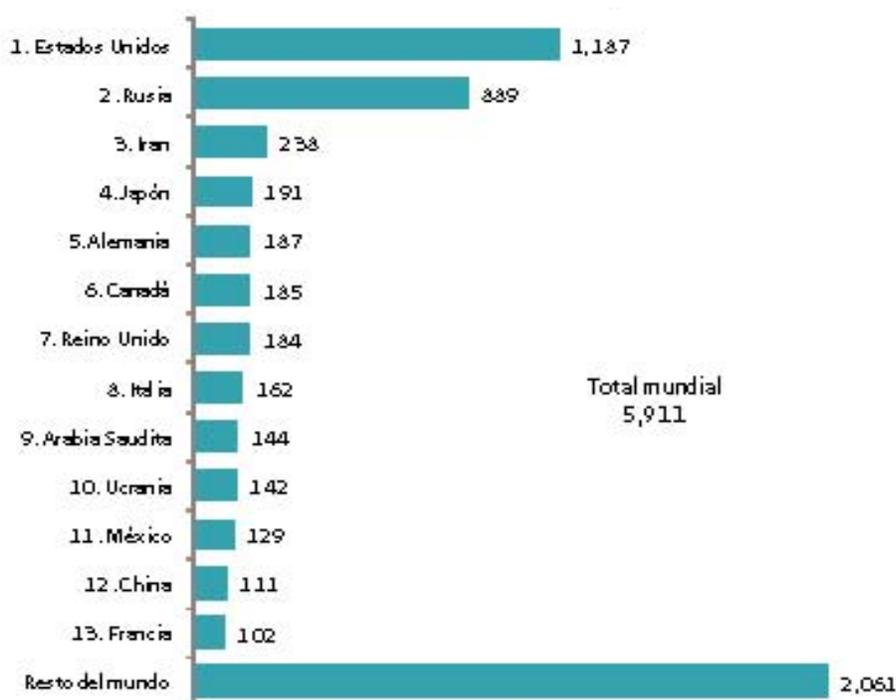
Trece países, como se muestra en la gráfica 1.2, que emitieron arriba de 100 mmt de CO₂ durante 2006, representan 65.1% del total mundial, en el cual Estados Unidos es el principal emisor con 1,187 mmt de CO₂ seguido de Rusia con 889 mmt de CO₂, mientras el registro de México lo coloca en el lugar 11, con un total de emisiones de gases efecto invernadero de 129 mmt.

Si bien las emisiones de los usos finales del gas natural serán difíciles de controlar conforme aumente el consumo mundial por el hidrocarburo, se buscan alternativas para disminuir la cantidad de gas quemado y venteado en campos productores. El Banco Mundial está promoviendo en diferentes países programas específicos con las mejores prácticas para reducir la cantidad de gas quemado. Así, desde agosto de 2002, se fundó una asociación público-privada llamada *Global Gas Flaring Reduction (GGFR)* promovida por el Banco Mundial y el Gobierno de Noruega, con representantes de gobiernos productores de petróleo, compañías estatales y compañías petroleras internacionales.

Es evidente que todos los países enfrentan oportunidades de mejora en el aprovechamiento del gas; en 2006 la AIE registró que la suma del gas venteado y quemado en campos y plataformas en Estados Unidos representó 34% de su producción de gas, mientras que en Canadá fue de 20%.

Gráfica 1.2

Emisiones mundiales de bióxido de carbono provenientes del gas natural por país, 2006



Fuente: *Energy Information Administration, DOE*

1.4 Oferta mundial de gas natural, 2005-2020

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. Estas regiones 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, Ver cuadro 1.1, 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 1.1

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

Región/País	2005	2010	2015	2020	tmca*
OCDE					
Norteamérica	72.6	74.5	74.2	74.2	0.1
Europa	29.9	31.0	30.7	29.3	-0.1
Asia	4.9	6.0	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	3.0	4.1	5.5	6.6	5.3
Otros	23.0	26.6	32.9	39.7	3.7
Oriente Medio	30.7	40.0	46.3	52.9	3.7
África	16.7	21.6	29.3	37.0	5.4
Centro y Sudamérica	13.4	17.0	20.0	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.

La expectativa 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 EuropaEuroasia 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.

1.5 Mercado prospectivo de gas natural, 2005-2020

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 OCDE, 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.

El consumo mundial de energía en 2005 fue de 462.5 PetaBTU¹⁰, 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 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%).

1.6 Demanda mundial de gas natural, 2005-2020

De acuerdo con el escenario de referencia del DOE, 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. 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.

1.7 Producción mundial de gas seco, 2007

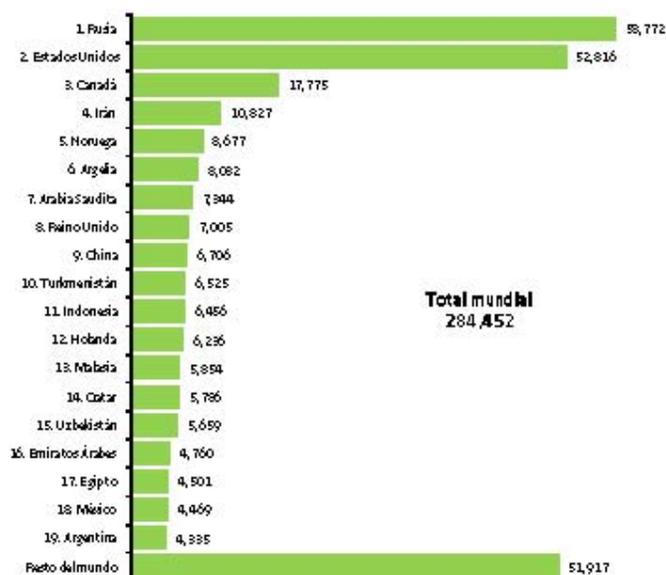
La producción mundial de gas seco alcanzó un nivel de 284,452 mmpcd en 2007, lo que significó un incremento de 2.4% respecto al año anterior. Sin duda, este combustible se ha convertido en una alternativa respecto al petróleo y sus derivados, que durante el año presentaron un alza de precios constante en los mercados internacionales.

Los principales países productores de gas natural son Rusia y Estados Unidos. Otros países como Canadá, Irán, Noruega, Argelia, Arabia Saudita y Reino Unido, presentaron importantes niveles de producción durante 2007. Estos ocho países representaron 60.2% de la producción global del gas seco en el año, con niveles por encima de los 7,000 mmpcd (véase gráfica 1.3). Cabe señalar que México se ubica en el lugar 18 como productor de gas seco, considerando la clasificación del *BP Statistical Review of World Energy*.

¹⁰ El prefijo Peta equivale a 10¹⁵.

Gráfica 1.3

Producción mundial de gas seco, 2007
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2008.

Un hecho relevante fue que Estados Unidos incrementó su producción en 2,197 mmpcd durante 2007. Esto se debió a que los daños de la temporada de huracanes de 2005 a instalaciones de producción y procesamiento han sido reparados completamente, y en 2007 fue recuperada la capacidad de producción a sus niveles normales de operación. Así, el volumen de gas producido representó 18.8% del suministro total de gas natural en el mundo. Dicho volumen fue 4.3% mayor que el producido en 2006, debido a que la producción de gas fue estimulada por los precios a boca de pozo más altos de los últimos años, ayudado por una actividad exploratoria importante en 2007 que sostuvo no sólo el alza de la producción, sino el mantenimiento de las reservas probadas de este país.

Desde la segunda mitad de la década pasada el gas natural ganó importancia rápidamente en el mercado energético global, al convertirse en un combustible de usos diversificados que posee una combustión eficiente y limpia, lo que generó un incremento en los ritmos de producción para satisfacer la demanda. Ante la diversificación de los yacimientos de gas se han consolidado mercados de oferta regionales más equilibrados que en el caso del petróleo crudo.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)¹¹ produjo 44.5% del petróleo en el mundo y 18.4% del gas seco comercializado durante 2007. Cabe mencionar que los países de la OPEP poseen 49.7% de las reservas probadas mundiales de gas al cierre de 2007, y en los últimos 10 años dicha relación ha ido en aumento, ya que en 1997 fue de 42%. Asimismo, estos países

¹¹ Los miembros de la OPEP son Arabia Saudita, Angola, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela.

han incrementado su participación en la oferta mundial para capturar los beneficios que ofrece el mercado de gas natural, mientras en 1997 producían 15.1%, para 2007 llegaron a aportar 18.4% del total. Muchos de los países de la OPEP poseen demandas internas menores a su producción, lo que les permite colocar excedentes fuera de sus regiones geográficas.

A diferencia de los países de la OPEP que han incrementando su producción de gas seco en los últimos años, las principales empresas petroleras mantienen estable su producción, independientemente de operar en distintas partes del mundo, e incluso participando en algunos países de la OPEP. Sin embargo, estas últimas han diversificado las oportunidades de negocios en el desarrollo de oferta de gas natural de yacimientos no convencionales y el GNL, e inclusive haciendo desarrollos para disminuir la cantidad de gas enviado a la atmosfera.

Lo anterior se debe a que estas empresas privadas han alcanzado una composición relativa entre la producción de gas respecto a la de crudo que maximiza el valor de sus inversiones, de acuerdo con los precios equivalentes y vigentes en el mercado, y por ende la recuperación de las mismas en el menor periodo¹².

En el escenario internacional, Petróleos Mexicanos (Pemex) continua colocado en una posición destacada, y así lo han reconocido publicaciones especializadas en materia energética de prestigio. De acuerdo con *Energy Intelligence Group*, Pemex permaneció como la catorceava empresa productora de gas seco en el mundo durante 2006, en comparación con otras grandes corporaciones petroleras de distintos países. Mantener esta posición en la producción de gas refleja la importancia que el desarrollo del combustible ha adquirido en Pemex durante los últimos años¹³.

CONCLUSIONES

Como se pudo ver en el capítulo el gas natural es la tercera fuente de energía a nivel mundial, sólo superado por el carbón y el petróleo. Su empleo presenta muchas ventajas tanto económicas como ecológicas.

También se pudo observar que por las ventajas que tiene el uso de gas natural, económicas y ecológicas, se va a incrementar la producción de este combustible a nivel mundial, ya que los países como estados unidos, china, México, etc. Tienen que suplir la demanda de energía futura de una manera eficiente y que no sea muy costosa.

¹² Fuente: *The majors' shift to natural gas*, Energy Information Administration, 2001.

¹³ Cabe aclarar, que la revista utiliza criterios para determinar la producción comercial de cada empresa, por tal motivo, los valores de producción reportados oficialmente no coinciden con algunos cuadros del presente documento para el 2005.

CAPÍTULO 2

2. Mercado nacional de gas natural 1997-2007

Introducción

Este capítulo ofrece el panorama actual y la evolución del mercado nacional de gas natural durante los últimos 10 años, analizando la oferta, la demanda, el comercio exterior, el desarrollo de infraestructura, la evolución de los proyectos públicos y privados, así como los precios nacionales hasta 2007.

En el análisis destacan algunos aspectos relevantes ocurridos en 2007, como el incremento de la producción nacional de gas natural, la diversificación de las importaciones de gas natural licuado (GNL) al abastecer 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.

2.1. Consumo de gas natural, 1997-2007

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 México¹⁴.

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.

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/M BTU en 2007, apenas 0.02 USD/M BTU 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.

¹⁴ De acuerdo con *Informe Anual 2007*, Banco de México, abril de 2008

El sector petrolero en su conjunto, presentó una caída notable durante noviembre. Por un lado, Pemex Exploración y Producción (PEP) y Pemex Petroquímica (PPQ) disminuyeron su consumo en ese mes, en el primer caso, por una baja en la actividad productiva de petróleo crudo hacia los últimos meses del año, y el cierre por el accidente en la plataforma Usumacinta a finales de octubre. Por otro lado, también la actividad de producción de PPQ cayó a su nivel más bajo en noviembre, incluso por debajo del promedio mensual de 800 mil toneladas de productos petroquímicos.

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.

2.1.1. Sector eléctrico

Actualmente, existe una capacidad efectiva instalada de 59,008 Megawatts (MW)² disponible para generar electricidad en México. Este rubro es el agregado de las capacidades autorizadas por la CRE a permisionarios que se encuentran operando bajo las distintas modalidades permitidas por el marco legal vigente, así como por la capacidad efectiva³ para el servicio público de energía eléctrica.

La capacidad instalada disponible de 2007 fue 4.7% mayor respecto a 2006, lo que equivale a 2,671 MW. De este incremento de capacidad aproximadamente 84.6% provino del servicio público y el resto del servicio privado.

En el caso del servicio público, la mayor capacidad se incrementó por el lado de los Productores Independientes de Energía (PIE's), con un crecimiento neto de 1,070 MW que tuvo su origen tras la entrada del ciclo combinado de Iberdrola Energía Tamazunchale, llegando a 21 PIE's los que actualmente operan comercialmente para la CFE; además de una pequeña disminución de capacidad de la central de Bajío El Sauz. La CFE pasó de 37,470 MW a 38,397 MW, resultado de adiciones de capacidad por diversos proyectos como la Eoloeléctrica La Venta, la Hidroeléctrica el Cajón, adiciones de unidades en el ciclo combinado de Río Bravo y en algunas unidades de combustión interna, así como modificaciones a la baja por 3.7 MW en la capacidad en algunas centrales.

² Es la potencia máxima en MW que puede entregar una unidad en forma sostenida tomando en cuenta las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones.

³ Este total considera la mejor información disponible de permisionarios a octubre de 2008.

En el servicio privado hubo un incremento de 411 MW entre 2006 y 2007. La cogeneración en este periodo pasó de 1,567 MW a 2,677 MW. La capacidad para exportación de electricidad se mantuvo igual, sin embargo en autoabastecimiento y usos propios continuos la capacidad disponible fue a la baja. Cabe señalar que, los permisos bajo la modalidad de usos propios continuos que corresponden a particulares que generaban electricidad para sus operaciones antes de 1992, que fueron reconocidos tras las reformas a la *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica* (LSPEE), han estado migrando hacia otras modalidades de autogeneración.

El volumen total de combustibles consumidos en el sector eléctrico nacional fue de 4,799.0 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne) durante 2007. De este consumo, 90.2% fue destinado a generación del servicio público y 9.8% al servicio privado. La proporción de uso de los combustibles dentro del sector eléctrico es 55.0% gas natural, 27.1% combustóleo, 15.4% carbón, 1.8% coque de petróleo y 0.5% diesel.

La generación del servicio público de energía eléctrica se distribuye a través del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Al cierre de 2007, el SEN contó con 204 centrales de generación y 718 unidades de tecnologías diferentes. Así, la capacidad efectiva que dispuso para el servicio público fue de 51,028.521 MW al 31 de diciembre de 2007, lo que representó un incremento de 2,259.9 MW respecto a la misma fecha de 2006.

De la capacidad efectiva disponible, 63.8% se basa en hidrocarburos (combustóleo, gas y diesel), 22.2% de hidroeléctricas, 9.2% en carboeléctricas, 1.9% con origen en la geotermia, 2.7% correspondiente a la central nucleoelectrica de Laguna Verde y 0.2% de las eoloelectricas La Venta y Guerrero negro.

Esta distribución del parque de generación refleja objetivos hacia una diversificación de fuentes de energía orientada al desarrollo sustentable del sector eléctrico público. Mientras en 2006 la participación de las fuentes alternas⁴ a los hidrocarburos representó 31.8% del total de la capacidad efectiva, para 2007 se incrementó a 36.2%.

Durante 2007, el consumo de combustibles fue de 4,327.8 mmpcdgne. De este volumen el gas natural representó 53.5%, siendo el único combustible que incrementó su consumo entre 2006 y 2007 pasando de 2,058.7 mmpcd a 2,314.0 mmpcd. Este incremento en el servicio eléctrico público tuvo su origen en el comportamiento de precios de la matriz de combustibles, el arranque de nuevos proyectos de generación con tecnologías que favorecieron al consumo de gas natural y algunos retiros de unidades que usan combustibles diferentes al gas natural (véase cuadro 2.1).

⁴ Incluye tecnologías de generación hidroeléctrica, dual, carboeléctrica, nucleoelectrica, geotermoelectrica y eoloelectrica.

Cuadro 2.1

Demanda nacional de combustibles en el sector eléctrico público, 1997-2007
(millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

Año	Combustibles del sector eléctrico				Penetración del gas	
	Gas natural	Combustóleo	Carbón	Diesel	Total	con relación al total ² (%)
1997	537.7	2,128.0	443.7	34.2	3,143.6	17.1
1998	639.3	2,335.6	468.4	49.9	3,493.2	18.3
1999	705.2	2,294.0	474.5	45.2	3,519.0	20.0
2000	896.9	2,460.4	478.1	65.4	3,900.7	23.0
2001	1,076.6	2,366.3	571.2	48.0	4,062.1	26.5
2002	1,379.4	2,036.1	610.4	39.3	4,065.2	33.9
2003	1,590.6	1,753.7	695.7	94.5	4,134.4	38.5
2004	1,738.4	1,601.7	690.0	38.8	4,068.9	42.7
2005	1,679.7	1,671.9	747.6	34.7	4,133.9	40.6
2006	2,058.7	1,282.5	736.6	39.7	4,117.5	50.0
2007	2,314.0	1,260.5	734.8	18.6	4,327.8	53.5
t m c a	15.7	- 5 . 1	5.2	- 5 . 9	3.2	

1 Incluye CFE, [FC y PIE's.

2 Se refiere a la penetración del gas natural como combustible en el sector eléctrico público. Fuente: Sener con base en CFE, IMP, [FC y Pemex.

En cuanto al comportamiento de los precios de los combustibles, durante 2007 la opción más barata continuó siendo el carbón, pese al alza de diciembre donde alcanzó los 3.76 USD/MBTU. En realidad, la demanda de este combustible en 2007 se mantuvo ligeramente abajo respecto 2006, debido a que no hubo cambios en la capacidad instalada y se mantuvo el consumo. Cabe señalar, que por el precio del combustible, las carboeléctricas generan en el predespacho de la carga base.

En el caso del combustóleo, pese a que su valor promedio en el año fue de 6.40 USD/MBTU, más caro 1.6% que en 2006, éste se mantuvo por encima de valor del gas natural de julio a diciembre de 2007, lo que desincentivó su consumo al considerar condiciones de precio, costos de generación y eficiencia de las tecnologías entre ambos combustibles. El comportamiento en el precio fue derivado de las referencias internacionales principalmente del crudo y por ende sus productos refinados.

Sin duda, las condiciones de precio favorecieron el uso del gas natural, sin embargo se dieron también otros factores. Uno de ellos fue el incremento de capacidad disponible para generar con gas natural, con la entrada de la central de ciclo combinado Tamazunchale en junio de 2007 (1,135 MW). Otras adiciones de capacidad se dieron en las unidades 1, 2 y 4 de la central de ciclo combinado Río Bravo en octubre. Por su parte, la extinta LFC puso en operación ocho nuevas unidades de 32 MW para su proyecto de generación distribuida durante 2007, todas con tecnología turbogás.

El agregado de autogeneración de energía eléctrica se refiere a las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración y usos propios continuos. Estas tres modalidades corresponden a la generación de electricidad destinada a satisfacer las necesidades propias de personas físicas o morales, o bien del conjunto de miembros dentro de una sociedad de particulares. La modalidad de exportación de electricidad, como su nombre lo dice, se refiere a la generación de energía eléctrica para destinarse fuera del territorio nacional.

La participación del sector privado continuó creciendo en las actividades antes mencionadas durante el último año. Así, el número de permisos otorgados a particulares por la CRE pasó de 580 a 648 en el rubro de autogeneración entre 2006 y 2007. De estos permisos, al 31 de diciembre de 2007 operaban un total de 585 permisos.

Sin embargo, el consumo de combustibles del sector privado disminuyó ligeramente (1.1%) en 2007 respecto al año anterior. Por un lado, se redujo la utilización de gas natural para la exportación de electricidad, aunque el destinado para autogeneración creció de 195.4 mmpcd a 202.1 mmpcd. Pese a esto, el gas natural continuó representando el 68.8% de los combustibles de este subsector. En general, tanto el gas natural como el combustóleo y el coque de petróleo presentaron pequeñas bajas en su intensidad de consumo dentro del servicio eléctrico privado.

Entre algunas causas de la baja de combustibles en 2007, se encuentra que muchos permisionarios optaron por seguir una estrategia de generación distribuida, es decir que generaron en ciertos horarios para su consumo, dejando de comprar energía eléctrica a la CFE o la extinta LFC. Además, las grandes empresas de autoabastecimiento estuvieron porteando energía a sus socios, lo que se reflejó en una disminución de la generación local y en el consumo de combustibles.

Cabe destacar que en 2007 hubo un gran auge de permisos de autoabastecimiento para centros comerciales del sector servicios que preferentemente registraron pequeñas capacidades de generación, operaron en ciertos horarios y usaron tecnologías de combustión interna, lo que favoreció al consumo de diesel.

2.1.2. Sector industrial

El crecimiento económico del sector industrial en 2007 fue de 1.4%, lo que reflejó principalmente la evolución del sector manufacturero que aumentó 1.0%. La construcción, la minería y la electricidad crecieron 2.1, 0.2 y 3.9%, respectivamente, con tasas que fueron inferiores a las observadas en 2006.

El ritmo de actividad de la industria manufacturera en 2007 fue afectado por una desaceleración significativa de la industria automotriz. En particular, el número de vehículos automotores producidos en México mostró un incremento de sólo 2.0%, luego de que había crecido 21.1% en 2006. Tal evolución se derivó de la combinación de un aumento de 4.5% del número de unidades fabricadas para la exportación (alza de 27.9% en 2006) y de una disminución de -5.5% de las destinadas al mercado interno. En cuanto a las ventas internas de vehículos nuevos al menudeo, éstas se contrajeron en -3.5% en 2007, lo que respondió a una fuerte importación de vehículos usados.

La industria automotriz correspondiente a carrocerías, motores y refacciones para vehículos, constituyó una de las ramas manufactureras con mayor dinamismo en 2007, además de las de vidrio y sus productos, algunas ramas económicas como frutas y legumbres; refrescos; y, cerveza y malta. En total, 29 de las 49 ramas manufactureras mostraron un aumento en 2007.

El consumo de combustibles en las ramas manufactureras del sector industrial alcanzó 1,933.6 mmpcdgne durante 2007, el más elevado de la última década. Este volumen se integra por diversos combustibles, donde el gas natural continúa siendo el más utilizado en el sector, cubriendo 53.8% del total. Sin embargo, un suceso importante que ocurrió durante 2007 en la canasta de combustibles del sector industrial fue que el coque de petróleo sustituyó al combustóleo como el segundo combustibles más consumido, cubriendo 18.1%.

Sin duda, el entorno de precios de los combustibles durante 2007 no favoreció al consumo de combustóleo, cuyas cotizaciones recibieron los impactos de las alzas del petróleo crudo. Estos impactos no son tan drásticos en combustibles residuales, como el coque de petróleo, pese a ser un derivado del petróleo. Además, algunas industrias han optado por adecuar sus tecnologías para consumir coque de petróleo, entre ellas la de cemento hidráulico, metales básicos y química, todas intensivas en uso de energía y que desde 2005 han incrementado constantemente sus consumos de dicho derivado⁵.

Durante 2007, la demanda de gas natural del sector industrial registró un valor de 1,039.8 mmpcd, lo que representó un máximo histórico en la industria y significó un crecimiento de 2.5% respecto de 2006. Al poseer un escenario de precios no tan volátil como el que tuvo el gas natural en 2007, favoreció incrementos en el consumo de las industrial intensivas en energía, como la de metales básicos (12.0 mmpcd), química (4.1 mmpcd), de vidrio (5.7 mmpcd), productos metálicos (3.6 mmpcd) y el grupo de alimentos, bebidas y tabaco (3.6 mmpcd).

2.1.3. Sector petrolero

El sector petrolero utiliza gas natural para el desarrollo de sus actividades productivas. La industria petrolera se ha mantenido como el mayor sector de consumo de gas natural en el mercado. Los insumos de gas natural de esta industria se conforman por aquella demanda de gas combustible que utilizan las subsidiarias (autoconsumos) para realizar sus actividades primordiales y por aquellos volúmenes destinados a recirculaciones internas que corresponden principalmente a las cantidades de gas natural inyectado a los pozos para la obtención de petróleo crudo⁶.

El gas natural utilizado por Pemex alcanzó 3,184 mmpcd durante 2007, lo que significó un aumento de 5.5% respecto 2006. En cuanto a los autoconsumos de las subsidiarias, en el último año hubo un incremento de 179 mmpcd respecto al año anterior, el cual estuvo motivado principalmente por mayores insumos en PEP y por el repunte de algunas cadenas productivas de PPQ.

Durante 2007, la producción de petróleo crudo fue de 3,082 miles de

⁵ Véase *Prospectiva de Petrolíferos 2008-2017*, Sener

⁶ Gas seco utilizado en bombeo neumático

barriles diarios, volumen 5.3% menor respecto al año anterior. Este comportamiento resultó principalmente por la declinación mayor a la esperada y por el avance del contacto agua-aceite que se presentó en el activo Cantarell. Con la caída de producción de crudo, vino un menor requerimiento de gas para bombeo neumático (recirculaciones internas) en PEP, registrando una ligera baja de 0.9% respecto 2006.

En términos de gas natural equivalente, Pemex utilizó un volumen de 2,114.6 mmpcd de hidrocarburos durante 2007. De estos insumos energéticos, 83.2% provino del gas natural, 10.9% del combustóleo, 4.7% del diesel, el resto correspondió al gas LP y gasolinas.

La petroquímica es una industria que se orienta a la obtención de productos de alto valor a partir de gas natural y de refinados. Esta industria se integra en cadenas productivas que se interrelacionan, es intensiva en capital y presenta ciclos de precios en los que alternan periodos de altos rendimientos con otros que no cubren la totalidad de los costos.

La industria petroquímica en Pemex está integrada en cuatro cadenas principales, de las cuales destacan el etileno y sus derivados, y los aromáticos, además de derivados del metano, y el propileno y derivados. Para las dos primeras cadenas se dispone de materia prima: etano y naftas (gasolinas naturales) en el orden citado. Del gas se obtiene etano, cuya producción se destina a los complejos petroquímicos.

Durante 2007, la elaboración de petroquímicos en PPQ creció 14.1% respecto de 2006. Este aumento se debió al incremento en la elaboración del amoniaco y cloruro de vinilo, ambos de la cadena del metano y del etano, respectivamente. En el caso de los derivados del metano, la producción en PPQ creció 32.4%, debido a una mayor producción de amoniaco, destinado a la elaboración de urea y de anhídrido carbónico, que compensó la disminución en la de metanol. Al respecto, cabe señalar que durante 2007, prácticamente sólo el complejo petroquímico de Cosoleacaque utilizó gas natural como materia prima, salvo en el mes de noviembre cuando el Complejo Independencia también lo consumió para una pequeña producción de metanol.

2.1.4. Sectores residencial y servicios

La demanda de combustibles en los sectores residencial y servicios presentaron una caída de 2002-2007. En el último año, se estima que el total de combustibles de estos sectores registró un valor aproximado de 1,533.6 mmpcdgne, de los cuales 60.3% lo cubrió el gas LP, 32.4% la leña y 7.3% el gas natural.

En el periodo de análisis, el consumo de estos sectores se caracterizó por tendencias de sustitución entre los tres combustibles, por un lado el gas natural ha desplazado ligeramente al gas LP, como respuesta al crecimiento de la población que tiene acceso a ambos combustibles y que puede decidir entre las ventajas de usar uno u otro; y por otro, la leña ha disminuido en uso en comunidades rurales que ahora tienen acceso al gas LP.

Algunas de las causas que han generado que no haya una mayor intensidad de uso de combustibles en estos sectores en los últimos años son el aumento en

la eficiencia de algunos aparatos electrodomésticos como estufas y calentadores de agua, y cambios de hábitos como puede ser un mayor uso del microondas en sustitución de estufas. En cuanto a la normatividad oficial que ha favorecido a la eficiencia energética en el uso de combustibles dentro de los sectores, destaca la NOM-003-ENER-2000, para la eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial⁷.

Evidentemente pese a la declinación del total de combustibles de los sectores residencial y servicios, el gas natural se ha consolidado como una opción, mientras que en 2000 su participación era de 5.2%, para 2007 llegó a 7.3%. Por otro lado, el gas LP bajó de 65.8% a 60.3% entre los mismos años. Respecto a la leña, continua teniendo gran participación como combustible en muchos hogares de la República Mexicana con bajos ingresos (32.4%).

Durante décadas la penetración del gas natural fue limitada, debido a algunos aspectos como son la infraestructura de distribución local y los precios de comercialización con respecto al gas LP en las diferentes regiones del país. Con la desregulación del mercado de gas natural en 1995, se buscó el desarrollo de la red de distribución y como resultado un mayor número de usuarios han tenido acceso en los últimos años.

En el sector residencial se presentó una caída de 0.5% en el consumo agregado de gas natural y gas LP entre 1997 y 2007, principalmente provocada por la pérdida de 3.8% en la demanda del gas LP, ya que el gas natural creció 42.6% en su consumo en el mismo periodo. En el sector servicios, la aceptación del gas natural en la década ha sido lenta, sin embargo registró su máximo histórico de 24 mmpcd en 2007.

2.1.5. Sector autotransporte

Un sector en que el gas natural no ha conseguido una consolidación es el autotransporte. Durante 2007 la utilización del gas natural comprimido (GNC) bajó de 2.0 a 1.9 mmpcd respecto 2006. Esta industria que incursionó en México durante 1999, ha enfrentado retos que no han permitido la expansión de estaciones de servicio y un mayor número de conversiones, apenas participando 0.03% del total de combustibles consumidos en el sector autotransporte.

Al cierre de 2007 operaron seis estaciones de servicio en México. Dos en Monterrey, Nuevo León, propiedad de la empresa Gas Natural México (Monterrey); una en Gómez Palacio, Durango, del grupo SIMSA; y tres en la zona Metropolitana del Valle de México, Toreo, Balbuena y Tacubaya, estas últimas tres anteriormente pertenecían a la empresa Ecomex y a finales de 2007 fueron adquiridas por el consorcio colombiano Gazel. Cabe señalar que, la estación de servicio ubicada en Tultitlán, Edo. de México y propiedad del grupo Ecognv dejó de operar a partir de agosto de 2007 debido a problemas financieros.

Pese a que hubo una baja en el consumo total del GNC para 2007, el número de conversiones aumentó a 3,136 unidades. Las estrategias comerciales para abaratar los costos de las conversiones a GNC mediante la diversificación de los

⁷ Cabe señalar que, la Norma se aplica a los calentadores que utilicen gas LP o gas natural como combustible y que proporcionen únicamente agua caliente en fase líquida.

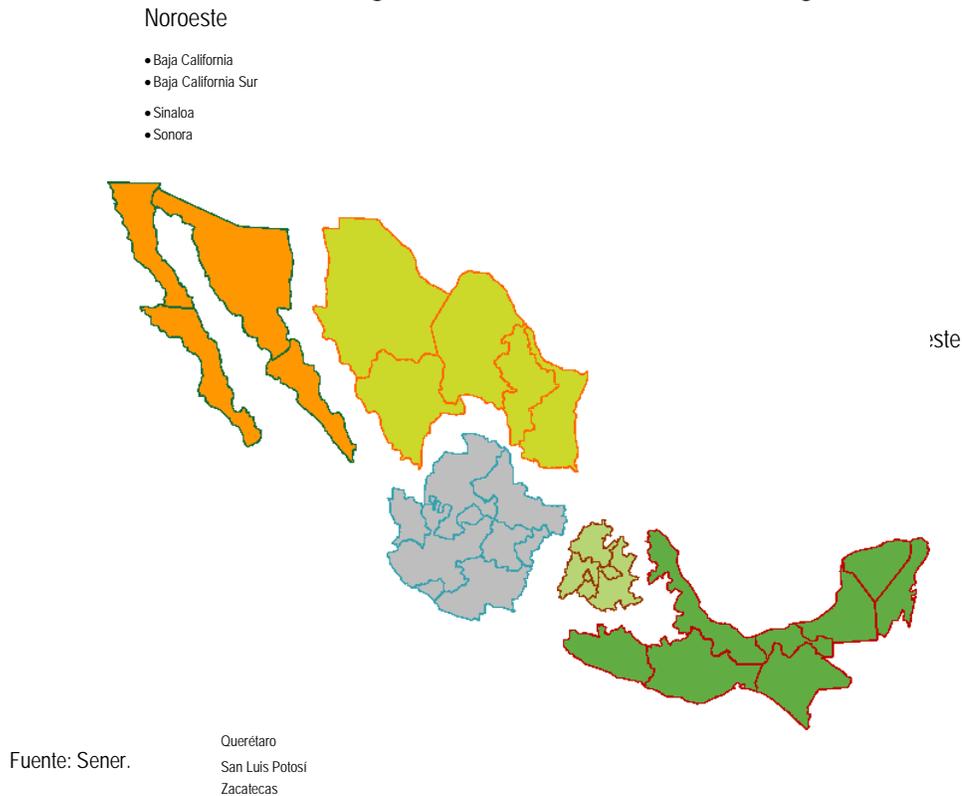
componentes del equipo han sido efectivas. Además, se siguen promoviendo financiamientos accesibles para liquidar el costo de las motorizaciones y convenios que permiten a los usuarios la conversión de GNC mediante el pago de rentas por uso.

2.1.6. Consumo regional

Con el fin de contar con cifras comparables entre los diferentes mercados nacionales, el análisis regional se divide en cinco zonas: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste. En el mapa 2.1 se detallan los estados que conforman cada región.

El consumo regional de gas natural está estrechamente relacionado con la distribución de la infraestructura, con la ubicación de los centros industriales, las actividades petroleras, los puntos de generación de electricidad y la concentración poblacional. Estos factores son los que principalmente han desarrollado el mercado de gas natural en México. Cabe señalar que, sólo ocho estados de la República Mexicana (Baja California Sur, Colima, Guerrero, Morelos, Nayarit, Quintana Roo, Sinaloa y Zacatecas) no presentan consumos de gas natural al cierre de 2007.

Mapa 2.1
Regionalización del mercado de gas natural



Campeche es el principal estado consumidor, localizado en la región Sur-Sureste. Durante 2007 demandó 1,606 mmpcd, mismos que representaron 23.0% de total nacional. En esta misma región destacan los consumos de los estados de Veracruz y Chiapas, con 941 mmpcd y 543 mmpcd, respectivamente. En estos tres estados el sector petrolero ha generado una alta demanda.

En la región Noreste destacan los estados de Nuevo León y Tamaulipas. El primero, posee una cultura madura en el uso del gas natural, principalmente en los sectores residencial e industrial. Nuevo León registró una baja en el consumo entre 2006 y 2007, ubicándose en 604 mmpcd en el último año. En tanto, Tamaulipas presentó un incremento de 14.3% anual entre 1997-2007, lo que significó un crecimiento acelerado en la última década, derivado de la instalación de ciclos combinados para generar electricidad, el desarrollo de la Cuenca de Burgos y dos centros de procesamiento de gas (CPG) instalados en el estado, Arenque en 2003 y Burgos en 2004.

La región Noreste presenta distintas características en su consumo respecto a otras regiones. Destaca que es la única donde todos los estados que la integran consumen gas natural y todos los sectores registran demanda en 2007. Además, a través de su territorio fluyen los volúmenes más significativos del comercio exterior del hidrocarburo, ya que cuenta con nueve interconexiones con Estados Unidos para importar y exportar gas natural por gasoducto y se encuentra operando la terminal de regasificación de GNL en Altamira.

La región consumió 1,874 mmpcd durante 2007, con lo que es la segunda región más importante para el consumo nacional. La composición del consumo por estado de la región durante 2007 fue: Tamaulipas, 41.0%; Nuevo León, 32.2%; Chihuahua, 13.8%; Coahuila, 7.2%; y Durango, 5.8%.

En cuanto a los sectores, el eléctrico ha tenido un gran desarrollo en la región, su consumo gas natural representa 62.7% del total. Este sector creció 16.2% anual entre 1997 y 2007, dicho aumento fue propiciado por los consumos de los PIE´s a partir de 2001, ya que el crecimiento de los consumos de la CFE y los autogeneradores es muy diferente en volumen. De hecho, en 2007 operaron en la región un total de 10 PIE´s, y consumieron 725 mmpcd.

Otro sector importante es el industrial, cuyo consumo no sólo es significativo para la región, sino a nivel nacional como sector, ya que representa 37.0% del consumo nacional del sector industrial. De menor impacto en el consumo regional, pero de relevancia para el consumo nacional como sector, es la demanda del residencial que representa más de dos terceras partes (67.5%) del consumo nacional. Esto se explica ya que la región Noreste concentra el mayor número de zonas geográficas de distribución del país, con un total de diez.

Esta demarcación consumió 627 mmpcd en 2007. Los sectores predominantes son el industrial y el eléctrico con una participación de 47.3% y 41.8%, respectivamente. Ambos han experimentado un proceso de sustitución de combustóleo por gas natural. El abasto de la región proviene de flujos de las regiones Sur-sureste y Noreste.

Durante 2007, la mayor parte de la demanda regional fue requerida por los estados de Guanajuato (35%), Michoacán (22.3%), Querétaro (17.8%) y San Luis Potosí (15.4%). Guanajuato ha incrementado su consumo en la última década principalmente por el sector eléctrico, en tanto que en Michoacán se impulsó el consumo por el sector industrial y de autogeneración, al igual que en Querétaro. Por su parte, el consumo de San Luis Potosí se triplicó respecto a 2006, debido a la entrada en operación del ciclo combinado de Tamazunchale.

El consumo de la región Centro fue de 639 mmpcd durante 2007, apenas 0.6% menor respecto 2006. Los sectores importantes son el eléctrico e industrial que participaron con 46.3% y 39.4% de la demanda regional. Al igual que la Centro-Occidente, la región Centro se abastece de flujos de gas de otras regiones. Más del 50% del consumo regional se concentró en el Estado de México, donde hay una presencia importante del sector industrial, le sigue Hidalgo con 23.6%, y Puebla con 15.4%. En cuanto al Distrito Federal el consumo ha venido disminuyendo desde 2005, mientras que en Tlaxcala no ha crecido la demanda en los últimos años.

Durante 2007, los consumos de la extinta LFC se incrementaron, debido a la instalación de las plantas turbogás de generación distribuida. Estos consumos se reflejaron en la demanda del Estado de México.

En 2007 el sector petrolero representó 9.9% del total, aunque registró una ligera baja en sus consumos de gas, por menores requerimientos en los activos de PPQ y de PR. Por un lado, el Complejo Petroquímico de Independencia, en Puebla, bajó su producción de metanol consumiendo menos gas natural respecto a 2006, así como la refinería de Tula.

La región Sur-Sureste es la más importante en la producción y consumo de gas natural debido a que gran parte de los activos de PEP y PGPB dedicados a la extracción y procesamiento del gas natural se encuentran en la región, y sus instalaciones requieren un volumen considerable de gas para seguir operando. El consumo de estas subsidiarias alcanzó 1,447 mmpcd, mientras que el gas para bombeo neumático promedió 1,373 mmpcd durante 2007. Esto significa que, en términos de participación porcentual 81.5% del consumo regional es utilizado como materia prima, combustible y fluido de inyección a pozos por parte de las subsidiarias de Pemex.

El sector eléctrico consumió un promedio de 558 mmpcd de gas natural en 2007, volumen que representó 16.1% del consumo regional. De este consumo, los PIE's consumieron 72.5%. La región Sur-Sureste es la segunda más importante en cuanto a presencia de PIE's operando, con un total de seis, tres en Veracruz (Tuxpan II, Tuxpan III y IV, Tuxpan V), dos en Yucatán (Mérida III y Valladolid III) y uno en Campeche (Transalta Campeche).

Cabe señalar que, cerca de la mitad (49.6%) del consumo nacional de gas natural se concentra en la región Sur-Sureste. La distribución del consumo regional en 2007, fue Campeche, 46.4%; Veracruz, 27.2%; Chiapas, 15.7%; Tabasco, 6.2%; Yucatán, 4.4%; el resto se consumió en Oaxaca, ya que Guerrero y Quintana Roo, aún no poseen infraestructura de gas natural. En Campeche, el consumo se debe prácticamente al sector petrolero, ya que se concentran las actividades y el bombeo neumático de PEP de la Sonda de Campeche, aunque también hay consumo del sector eléctrico.

En Veracruz, los consumos principales corresponden al sector petrolero, tanto por las actividades de de PEP, como de las otras subsidiarias en centros procesadores de gas, complejos petroquímicos y la refinería de Minatitlán. Otra parte importante, se utilizan en el sector eléctrico y el sector industrial. En el caso de Chiapas, su consumo es únicamente por el sector petrolero.

2.2. Oferta

2.2.1. Reservas probadas de gas natural por región⁸

Las reservas totales remanentes⁹ de gas natural, conocidas también como 3P, ascendieron a 61,358.5 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) al 1 de enero de 2008. De acuerdo con la ubicación de los yacimientos evaluados, la región Norte concentra 61.2% del total, la Sur 16.6%, la Marina Suroeste 13.5% y la Marina Noreste 8.8%.

Respecto al origen de las reservas totales de gas natural y el tipo de yacimiento, se observa 75.1% del total corresponden a gas asociado al crudo, y el restante 24.9% son reservas de gas no asociado.

Las reservas probadas (1P) se estimaron de acuerdo con los lineamientos de reservas emitidos por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos. Para las reservas probables y posibles, la evaluación está alineada a las definiciones emitidas por la asociación de profesionales *Society of Petroleum Engineers* (SPE) y *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), así como por el comité nacional *World Petroleum Council* (WPC). Estas organizaciones recomiendan las mejores prácticas de trabajo para tener un modelo sustentable de reservas, basadas en criterios de evaluación técnica y utilizando la información sísmica, petrofísica, geológica, de ingeniería de yacimientos, producción e información económica. La integración de las reservas remanentes totales por categoría, muestra que 29.5% son probadas, 33.5% probables y 37.0% posibles.

Al asociar las reservas remanentes con la producción anual se obtiene una relación reserva-producción (R/P) de 27.7 años para las reservas totales (3P), para el agregado de reservas probadas más probables (2P) es de 17.5 años y para las reservas probadas (1P) equivale a 8.2 años. Estas relaciones no contemplan la declinación de la producción, la incorporación de reservas en el futuro, ni la variación en los precios de los hidrocarburos y costos de operación y transporte.

Durante 2007, se logró la incorporación de 1,604.0 mmmpc de gas natural a la reserva 3P por descubrimientos²⁷. De estos, 15.2% se adicionó a la reserva probada, 43.7% a la probable y 41.1% a la posible. Del mismo total, 71.2% de los descubrimientos pertenece a gas no asociado, y el resto a asociado incorporaciones de aceite.

Las reservas de gas no asociado incorporadas ascienden a 1,141.7 mmmpc y se concentraron principalmente en la región Norte y la cuenca del Golfo de México

⁸ Corresponde a la regionalización de activos de Pemex Exploración y Producción.

⁹ Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

Profundo, que en conjunto alcanzaron un volumen de 951.6 mmmpc. En la cuenca del Golfo de México Profundo, el esfuerzo exploratorio hacia aguas profundas resultó exitoso al descubrir el campo Lalail con una reserva de 708.8 mmmpc de gas. A la fecha, 6 pozos han sido perforados en aguas profundas del Golfo de México, de los cuales Nab-1, Noxal-1, Lakach y Lalail-1, de los cuales 4 incorporaron reservas. Lalail-1 se localiza en aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas del Estado de Veracruz, a 22 kilómetros del pozo Tabscoob-1 y a 93 kilómetros al Noroeste del puerto de Coatzacoalcos, en un tirante agua de 806 metros.

En cuanto a gas asociado, se descubrieron 462.3 mmmpc, donde 34.7% corresponde a la parte de gas asociado de los yacimientos de aceite superligero, 40.2% al aceite ligero y el restante 25.1% a los de aceite pesado. Las incorporaciones se distribuyeron principalmente en las cuencas del Sureste; en la región Marina Noreste los pozos Ayatsil-1 y Maloob-DL3 incorporaron 102.7 mmmpc; en la región Marina Suroeste los pozos Kuil-1, en el activo integral Abkatún-Pol-Chuc y Xulum-101A en el activo Integral Litoral Tabasco, descubrieron yacimientos de aceite ligero y pesado, respectivamente que sumaron un volumen de 121.3 mmpcd. En la región Sur, los pozos exploratorios Paché-1 y Tajón-101, en el activo integral Bellota-Jujo, incorporaron reservas de aceite ligero y superligero, cuyo contenido de gas fue de 236.5 mmmpc.

Así en 2007, la tasa de restitución por descubrimientos¹⁰ fue de 11.0% para la reserva 1P, 42.7% para la reserva 2P y 72.5% para la 3P.

En términos de gas seco, y utilizando los conceptos y criterios de la SEC¹¹, las reservas probadas se ubican en 13,162 mmmpc, con una disminución de 5.0% respecto a 2007. Asimismo, el 69.9% de las reservas probadas de gas seco se ubica en zonas terrestres y el restante en la porción marina (véase cuadro 2.2).

Cuadro 2.2
Reservas probadas de gas seco por región, 1999-2008*
(miles de millones de pies cúbicos)

Región	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Total	30,064	30,394	29,505	28,151	14,985	14,851	14,808	14,557	13,856	13,162
Sur	8,231	9,237	8,655	8,335	7,571	7,181	6,464	6,245	5,453	5,199
Norte	17,873	16,402	16,311	15,586	3,231	3,565	4,181	4,412	4,332	4,006
Marina Noreste	2,584	3,308	3,063	2,885	2,737	2,750	2,658	2,460	2,198	1,891
Marina Suroeste	1,376	1,447	1,476	1,345	1,446	1,355	1,505	1,440	1,873	2,066

* Cifras al 1 de enero de cada año.

Fuente: *Las reservas de hidrocarburos de México*, Pemex Exploración y Producción, varios años.

¹⁰ Se define como el resultado de dividir la reserva descubierta (1P, 2P y 3) en un periodo determinado por la producción del mismo periodo sin considerar otros elementos como son las delimitaciones, revisiones y los desarrollos.

¹¹ Este criterio se ha utilizado por PEP desde 2003.

2.2.2. Extracción de gas natural

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, 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.

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 Burgos.

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 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. Lo anterior se atribuye a problemas operativos y al mantenimiento de los equipos de compresión en plataformas, al incremento en el contenido de nitrógeno en la producción de la región Marina Noreste, a las libranzas realizadas en la línea de Atasta a Ciudad Pemex-Nuevo Pemex y a la contingencia ocasionada por explosiones en dos

gasoductos de PGPB.

Respecto a la distribución del gas, PGPB recibió 5,621 mmpcd, lo que representó 77.9% de la disponibilidad. La diferencia correspondió al encogimiento en compresión y transporte, al envío a Pemex-Refinación, al envío de CO2 para inyección a yacimientos y a diferencias estadísticas.

Durante 2007, PEP realizó diversas actividades para la comercialización e incorporación al SNG del gas húmedo dulce proveniente del campo Nejo, del Activo Integral Burgos. En diciembre, incorporó la producción de gas natural del campo Tinta, a dicho sistema, mediante la celebración de un contrato de prestación de servicios de transporte con PGPB, el cual permite manejar este hidrocarburo bajo condiciones distintas a las establecidas en las Condiciones Generales de Transporte del SNG.

Con objeto de garantizar que la producción de gas natural proveniente del desarrollo de los campos ubicados en los activos integrales Burgos y Veracruz fuera comercializada, PEP llevó a cabo las negociaciones correspondientes con PGPB para realizar las interconexiones al SNG en los puntos Nejo, Tinta, Papán y Mareógrafo.

En cumplimiento al *Reglamento de Gas Natural*, PEP gestiona ante la Comisión Reguladora de Energía, la obtención de los permisos de transporte de gas natural para usos propios de las interconexiones La Isla y Tecominoacán 119, ubicadas en la región Sur, las cuales suministrarán gas natural para el sistema artificial de producción de bombeo neumático de los campos en explotación.

2.2.3. Procesamiento de gas natural

El proceso de gas húmedo en plantas alcanzó 4,288 mmpcd, 3.3% mayor a 2006, debido principalmente a la mayor producción y oferta de gas húmedo dulce. De esta forma, el proceso de gas húmedo dulce fue de 1,125 mmpcd, 18.5% superior al año anterior, este incremento se debió principalmente a una mayor producción registrada en la cuenca de Burgos; mientras que de gas húmedo amargo fue de 3,162 mmpcd, con una variación negativa de 1.3%. Derivado de ambas corrientes de procesamiento, los diez Complejos Procesadores de Gas (CPG's) alcanzaron una producción de gas seco de 3,546 mmpcd durante 2007, lo que representó un aumento de 3.0% respecto al volumen obtenido en 2006.

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 gas¹², 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.

La oferta nacional de gas se compone del gas seco de proceso de PGPB, del gas usado por 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 2.3).

Cuadro 2.3
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.

2.2.4. Infraestructura de transporte y distribución

¹² Administrativamente el CPG Coatzacoalcos funciona como tal desde abril de 1997, con la integración de la terminal refrigerada, la terminal de azufre, las plantas fraccionadoras de Morelos y Cangrejera, las plantas criogénicas de Cangrejera y Pajaritos, así como 600 km de ductos para transporte e integración.

La infraestructura de transporte de gas natural del país se integra por sistemas de gasoductos extendidos en el territorio nacional, constituida principalmente por el SNG¹³ y el sistema Naco-Hermosillo, ambos pertenecientes a PGPB, así como gasoductos fronterizos interconectados con el sur de Estados Unidos, algunos conectados al SNG y otros aislados, estos últimos son propiedad de privados.

Cabe señalar que los sistemas de transporte se integran por ductos de diferentes diámetros y longitudes, trampas de diablos, válvulas de seccionamiento, válvulas troncales, pasos aéreos y cruces de ríos, de carreteras y de ferrocarriles. Dentro de la extensión del ducto existen estaciones de compresión las cuales permiten incrementar las presiones para hacer llegar, en condiciones operativas óptimas, el producto a su destino. Estos sistemas transportan y distribuyen el gas sin interrupción las 24 horas del día, los 365 días del año.

Actualmente, el transporte de gas no es un monopolio de PGPB, sino que participa en un mercado abierto a la competencia. PGPB transporta el gas natural a los grandes consumidores, así como a la entrada de las ciudades, mientras que la distribución al interior está a cargo de empresas privadas. Las empresas que han recibido permisos de distribución en diversas zonas geográficas del país por parte de la CRE cuentan con sus propios gasoductos. Además, algunos transportistas de acceso abierto se han interconectado al SNG, conducen y comercializan a terceros el gas que pasa por sus ductos.

El SNG cuenta con una extensión de 8,704 km de longitud y pasa por 18 estados de la República, mientras que el sistema aislado de Naco-Hermosillo se extiende con una longitud de 339 km y está conectado con el estado de Arizona en Estados Unidos. Al cierre de 2007, Pemex operó 9 estaciones de compresión, de las cuales 8 son propiedad de PGPB y una de PEP, la estación Cd. Pemex. Todas incorporadas dentro del SNG.

La capacidad de compresión instalada de Pemex tiene una potencia de 286,200 caballos de fuerza (de sus siglas en inglés HP) al cierre 2007. Esta capacidad es menor a la que se dispuso en 2006, que se ubicó en 293,850 HP. Esto se debe a que la estación de compresión Chávez fue desmantelada y la de Ojo Caliente fue dada de baja, ambas se situaban en el trayecto del SNG que cruzaba el Estado de Coahuila.

Cabe señalar, que el incremento de la demanda nacional de gas está impulsando la necesidad de instalar más capacidad de compresión para llevar gas principalmente en las regiones del centro. La Estación de Compresión Emiliano Zapata ubicada en Veracruz y el ducto de libramiento a Jalapa de 48 pulgadas de diámetro por 22 kilómetros de longitud permitirán aumentar la capacidad de transporte de gas natural en el ducto de 48 pulgadas de diámetro Cempoala-Santa Ana, de 914 a 1,270 mmpcd, el cuál contribuirá a atender el crecimiento de la demanda de la zona centro del país. Al cierre de este

¹³ Inicia en Chiapas y pasa por Tabasco y Veracruz hasta Tamaulipas con líneas de 24, 36 y 48 pulgadas de diámetro; posteriormente se prolonga por los estados de Nuevo León, Coahuila, Durango y Chihuahua, con líneas de 24 y 36 pulgadas de diámetro. Además, existen tres líneas importantes de 18, 24 y 36 pulgadas que recorren el centro del país pasando por los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Hidalgo, México, Querétaro, Guanajuato, San Luis Potosí, Michoacán y Jalisco.

documento, la estación mostraba un avance físico de 94.5% y se espera concluir las obras en el transcurso de 2008.

Además, existe una capacidad de potencia de 183,148 HP de ocho estaciones de compresión de privados. Las 17 estaciones de compresión acumularon una capacidad de transporte total de 469,348 HP (véase cuadro 2.4).

Cuadro 2.4
Estaciones de compresión de gas natural, 2007
(horse power)

Compresión PGPB		
Región	Estación	Potencia Instalada (HP)
Noreste	Chavez	Desmantelada
Noreste	Ojo Caliente	Baja
Noreste	Santa Catarina	9,400
Noreste	Los Ramones	21,250
Noreste	Estación 19	23,700
Centro-Occidente	Valtierrilla	4,700
Sur-Sureste	Cempoala	55,000
Sur-Sureste	Lerdo	55,000
Sur-Sureste	Chinameca	55,000
Sur-Sureste	Cardenas	55,000
Sur-Sureste	Cd. Pemex*	7,150
Total compresión PGPB		286,200

Compresión Privada		
Región	Estación	Potencia Instalada (HP)
Noroeste	Rosarito	8,000
Noroeste	Los Algodones	30,888
Noroeste	Naco	14,300
Noreste	Gloria a Dios	14,300
Noreste	El Sueco	6,160
Noreste	El Caracol	48,000
Noreste	Los Indios	48,000
Centro-Occidente	El Sauz	13,500
Totalcompresión Privada		183,148

Totalcompresión 469,348

* Propiedad PEP

Fuente: PGPB

2.2.5. Sector privado

Con el objeto de impulsar una política de aprovechamiento del gas natural, un combustible limpio, eficiente y seguro, en 1995 el gobierno mexicano emprendió una reforma estructural en esta industria que buscaba maximizar los beneficios ligados a este combustible y desarrollar una infraestructura de gasoductos acorde con las necesidades del país. La reforma consistió en permitir la participación privada en actividades que previamente estaban reservadas al Estado a través de Pemex, tales como: transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, así como el comercio exterior y comercialización en territorio nacional.

La reforma de 1995 se diferenció de la mayoría de los procesos de reestructuración en otros sectores ya que, en vez de privatizar totalmente las actividades de la industria, buscó incorporar un esquema de convivencia entre el sector público (Pemex) y el privado, dentro del marco constitucional vigente. Como resultado, la empresa estatal participaría en la cadena de suministro del combustible como oferente de gas mediante las ventas de primera mano, permisionario de transporte del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y comercializador.

De conformidad con la visión de largo plazo de la industria de gas natural, se introdujeron las reformas pertinentes a la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo* y se expidió el *Reglamento de gas natural*. Lo anterior, con el fin de redefinir el ámbito de la industria petrolera y establecer los lineamientos generales del marco regulador de la industria de gas natural, así como brindar certidumbre jurídica a los inversionistas interesados en incursionar en este sector.

2.2.6. 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 máximo del gas natural objeto de las ventas de primera mano¹⁴ 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

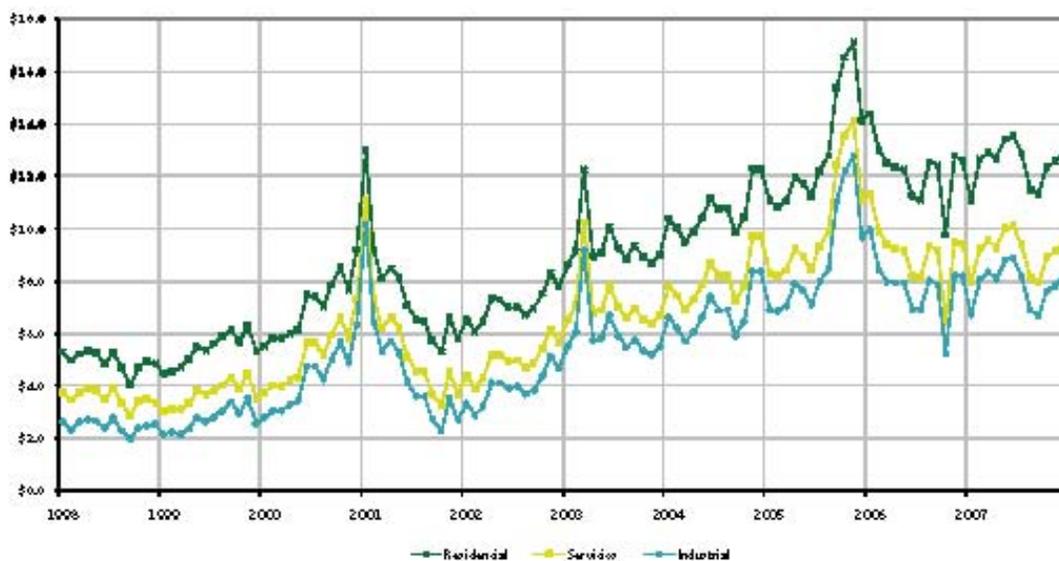
¹⁴ Es el precio más alto que Petróleos Mexicanos podrá cobrar por el gas entregado a la salida de las plantas de proceso o en el punto o puntos de entrega que determine el adquirente.

oportunidad del gas seco en Reynosa y el precio en Cd. Pemex (Tabasco) mediante un mecanismo de netback.

El precio del gas natural en Cd. Pemex durante 2007, presentó un promedio muy similar al de 2006, apenas 0.02 US\$/M BTU mayor, registrando un valor de 5.89 US\$/M BTU. 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.

Durante 2007, los precios de gas natural al público aplicado por las distribuidoras¹⁵ 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\$/M BTU en el sector industrial. Estos precios promediaron 9.82 US\$/M BTU, apenas 1.1% más elevados que los de 2007 (véase gráfica 2.1).

Gráfica 2.1
Precio promedio nacional al público de gas natural antes
del IVA por¹sector, 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.

2.2.7. Comercio exterior

¹⁵ En cada zona geográfica de distribución, las compañías distribuidoras aplican al precio que adquirieron el gas, cargos específicos por distribución, por tipo de cliente, servicio y rango de consumos, con base en la autorización de la CRE, y construyen su precio al público.

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.

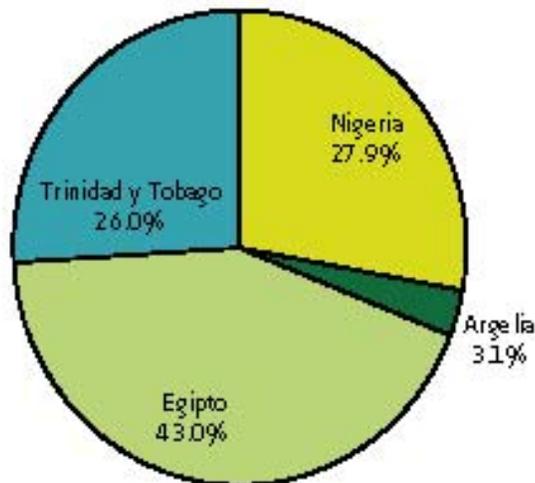
En 2007 continuó el mismo número de gasoductos interconectados con Estados Unidos, con un total de 15 puntos de interconexión que acumulan una capacidad máxima de transporte de aproximadamente de 3,349 mmpcd para importar gas, considerando las capacidades contratadas en base firme e interrumpible en 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.

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. 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.

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 (véase gráfica 2.2)

Gráfica 2.2
Importaciones de gas natural licuado por país de origen, 2007
(participación porcentual)



Total: 250 mmpcd

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

2.2.8. Balance oferta-demanda, 1997-2007

El balance nacional de gas natural para el periodo 1997-2007, muestra que hacia el último año se registró un máximo histórico en la oferta nacional de gas seco, al alcanzar un valor de 6,025 mmpcd. Sin embargo, no ha sido suficiente para cubrir la demanda nacional, pese a que en 2007 la oferta creció más que la demanda respecto a 2006.

La oferta nacional creció anualmente 4.9% en el periodo 1997-2007, esto significó pasar de una oferta nacional de 3,726 mmpcd en 1997 a 6,025 mmpcd en 2007, y abastecer 86.4% del consumo interno durante el último año. Esta variación positiva, principalmente en 2007 respecto al año inmediato anterior, fue consecuencia de que en PEP todas las regiones aumentaron su producción, en especial las marinas y la Norte, en esta última destacó la productividad de los pozos del Activo Burgos. Esto se reflejó en un mayor procesamiento de gas seco de plantas en PGPB, principalmente en el Complejo procesador de gas Burgos, y una mayor disponibilidad de gas seco directo de campos.

Lo anterior, impactó notablemente en el total de importaciones que PGPB

realizó en 2007, las cuales cayeron en 65 mmpcd respecto a 2006. Cabe señalar que, PGPB realiza importaciones en sistemas aislados, sin embargo, es notable la caída de sus importaciones por balance que entran al SNG, mismas que disminuyeron de 167 mmpcd en 2006 a 78 mmpcd en 2007. Si bien, el incremento de la producción en Pemex influyó, el aumento de las importaciones de GNL a 250 mmpcd en la terminal de regasificación de Altamira liberó demanda interna que antes cubría la oferta y las mismas importaciones por gasoductos que realizaba PGPB. Esto permitió a PGPB exportar 139 mmpcd de la producción de 2007, alcanzando un volumen máximo en la última década en este rubro.

La demanda nacional de gas natural creció 6.8% respecto a 2006 para registrar un volumen de 6,975 mmpcd en 2007. El aumento de la demanda interna se debe en gran medida a la entrada en operación del PIE Iberdrola Energía Tamazunchale y el ciclo combinado de la CFE de Río Bravo, y en menor medida el arranque de 8 unidades turbogás de la extinta LFC.

Una variable que favoreció al consumo del gas natural en 2007 fue que el precio promedio se mantuvo muy similar al registrado en 2006, e incluso en sectores intensivos en consumo como el eléctrico y el industrial el precio del gas natural quedó por debajo de del precio de petrolíferos como el combustóleo, que experimentó el alza de los precios del petróleo crudo en los mercados de referencia. Como resultado el nivel de precios relativos generó un incremento en el consumo de gas natural de 12.4% en el sector eléctrico público y de 2.5% en sector industrial, y una disminución en la demanda de combustóleo de 1.7% y 6.6% en los mismo sectores, respectivamente.

Como se puede observar en el capítulo anterior, la producción de gas natural creció considerablemente en el país, esto nos lleva a una pregunta, ¿Cuánta energía demandara este procedimiento?

En los siguientes capítulos se contestará esta pregunta, pero primero, en el siguiente capítulo se dará una introducción acerca de cómo se procesa el gas, para ya después considerar los cálculos energéticos.

Conclusiones

Como se puede observar el consumo de gas natural creció en nuestro país considerablemente en diferentes sectores, siendo el eléctrico el de mayor consumo y esto se debe al los beneficios que tiene el uso de gas natural para la generación de energía.

Por otra parte los sectores que se tiene menor consumo son: el residencial y el de transporte, todo esto debido a que se prefiere el uso del gas L.P. en el hogar, y los autos con gas natural comprimido todavía no tienen gran importancia en el mercado mexicano

También se mostró la oferta de gas natural de México en el 2007 y como esta va ir incrementándose considerablemente gracias a la construcción de los Nuevos módulos del CPG de burgos, la construcción de la nueva central de regasificación en Ensenada y el incremento de importaciones de GNL en Altamira.

CAPÍTULO 3

3. Prospectiva de los requerimientos energéticos en PEMEX

Introducción

Un CPG es una planta que tiene por objetivo separar las fracciones más pesadas del gas, de mayor valor económico, originando otro gas, de menor valor energético, denominado residual. Las fracciones pesadas, obtenidas en el estado líquido, son constituidas por hidrocarburos de mayor peso molecular, mientras que el gas residual está compuesto básicamente de metano y etano que, juntos, suman cerca de 75% del peso del Gas Natural

El propósito de este capítulo es describir del funcionamiento de un CPG típico. La primera parte del capítulo se enfoca a una breve descripción de cómo funcionan estos Complejos y sus componentes principales. En la segunda parte se describen a detalle las principales plantas que componen un CPG: endulzadoras, criogénicas, fraccionadoras, entre otras

La última parte se enfoca a los consumos energéticos de estas plantas así como los escenarios futuros de producción de PEMEX con las mismas.

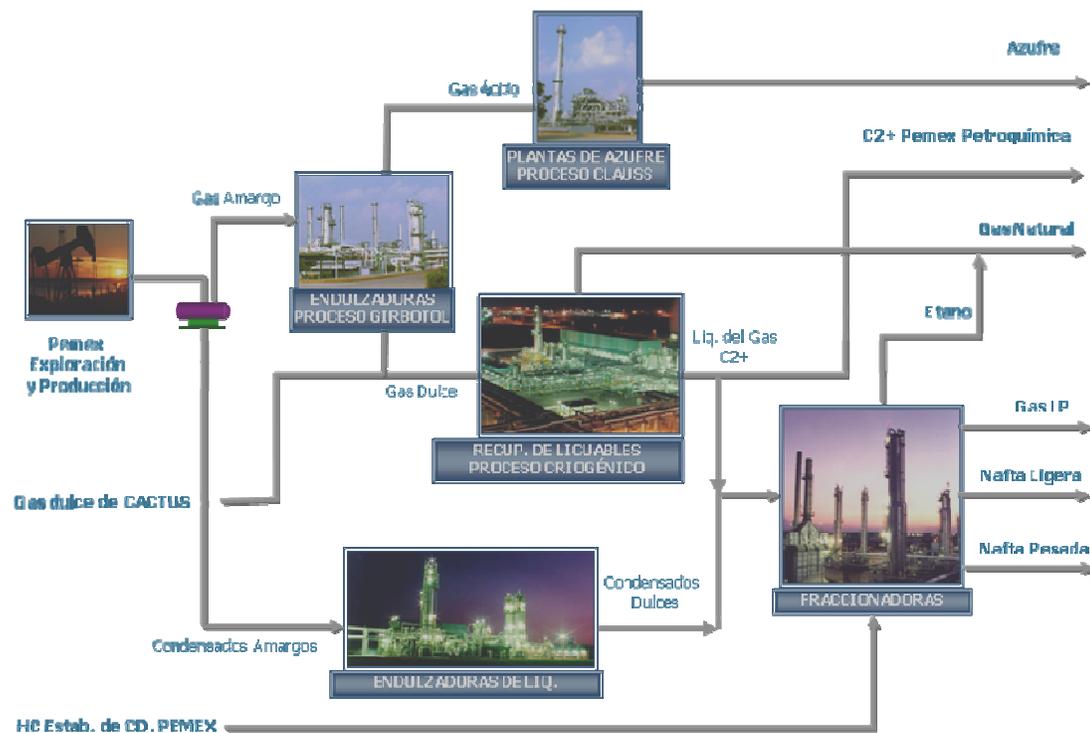
3.1. Principales plantas que conforman un complejo procesador de gas (CPG)

Se compone, como se muestra en la Figura 3.1, de tres principales bloques:

- Planta Endulzadora
- Planta Criogénica
- Planta Fraccionadora

Figura 3.1

Complejo Procesador de Gas de Nuevo PEMEX Tabasco



Fuente: PEMEX

Algunos de los gases que forman parte del gas natural extraído se separan de la mezcla porque no tienen capacidad energética (nitrógeno o CO_2) o porque pueden depositarse en las tuberías usadas para su distribución debido a su alto punto de ebullición. Si el gas será criogénicamente licuado para su almacenamiento, el dióxido de carbono (CO_2) solidificaría interfiriendo con el proceso criogénico (el cual será explicado más adelante). El propano, butano e hidrocarburos más pesados en comparación con el gas natural son extraídos, puesto que su presencia puede causar accidentes durante la combustión del

gas natural. El vapor de agua también se elimina por estos motivos y porque a temperaturas cercanas a la temperatura ambiente y presiones altas forma hidratos de metano que pueden obstruir los gasoductos. Los compuestos de azufre son eliminados hasta niveles muy bajos para evitar corrosión y olores perniciosos, así como para reducir las emisiones de compuestos causantes de lluvia ácida. Para uso doméstico, al igual que al butano, se le añade unas trazas de metil-mercaptano, para que sea fácil detectar una fuga de gas y evitar su ignición espontánea.

No existe una composición o mezcla que se pueda tomar para generalizar la composición del gas natural. Cada gas tiene su propia composición, de hecho dos pozos de un mismo yacimiento puede tener una composición diferente entre sí. También la composición del gas varía conforme el yacimiento va siendo explotado, es por eso que se deberá hacer un análisis periódico al gas que es extraído, para adecuar los equipos de explotación a la nueva composición y evitar problemas operacionales.

El gas que se va a separar llega a la planta del subsuelo, en este país es extraído por el equipo de PEMEX Exploración y Producción (PEP), este gas puede ser de tres tipos:

- Gas Amargo: el cual contiene alto contenido de azufre, y se le llama así por su olor característico.
- Gas Húmedo Dulce: el cual contiene agua y no contiene azufre.
- Gas Seco Dulce: el cual no contiene ni agua ni azufre.

Los bloques que componen un CPG están en función del tipo de gas que se extrae del subsuelo, en la parte suroeste de este país el gas es de tipo amargo, pero en la parte noroeste es dulce, por esta situación un CPG puede tener los tres bloques o solo dos.

3.1.1. Endulzadoras

Proceso de endulzamiento

El endulzamiento del gas se hace con el fin de remover el H_2S y el CO_2 del gas natural. Como se sabe el H_2S y el CO_2 son gases que pueden estar presentes en el gas natural y pueden en algunos casos, especialmente el H_2S , ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas; por esto hay que removerlos para llevar el contenido de estos gases ácidos a los niveles exigidos por los consumidores del gas. El H_2S y el CO_2 se conocen como gases ácidos, porque en presencia de agua forman ácidos, y un gas natural que posea estos contaminantes se conoce como gas amargo.

Entre los problemas que se pueden tener por la presencia de H_2S y CO_2 en un gas se pueden mencionar:

- Toxicidad del H_2S .
- Corrosión por presencia de H_2S y CO_2 .

- En la combustión se puede formar SO_2 que es también altamente tóxico y corrosivo.
- Disminución del poder calorífico del gas.
- Promoción de la formación de hidratos.
- Cuando el gas se va a someter a procesos criogénicos es necesario remover el CO_2 porque de lo contrario se solidifica.

Un proceso de endulzamiento se puede decir, en general, que consta de cuatro etapas:

Endulzamiento: Donde se le remueve por algún mecanismo de contacto el H_2S y el CO_2 al gas. Esto se realiza en una unidad de endulzamiento y de ella sale el gas libre de estos contaminantes, o al menos con un contenido de estos igual o por debajo de los contenidos aceptables.

Se somete a un proceso de separación donde se le remueve los gases ácidos con el fin de poderla reciclar para una nueva etapa de endulzamiento. Los gases que se deben separar son obviamente en primer lugar el H_2S y el CO_2 pero también es posible que haya otros compuestos sulfurados como mercaptanos (RSR), sulfuros de carbonilo (SCO) y disulfuro de carbono (CS_2).

Recuperación del Azufre: Como el H_2S es un gas altamente tóxico y de difícil manejo, es preferible convertirlo a azufre elemental, esto se hace en la unidad recuperadora de azufre. Esta unidad no siempre se tiene en los procesos de endulzamiento pero cuando la cantidad de H_2S es alta se hace necesaria. En la unidad recuperadora de azufre se transforma del 90 al 97% del H_2S en azufre sólido o líquido. El objetivo fundamental de la unidad recuperadora de azufre es la transformación del H_2S , aunque el azufre obtenido es de calidad aceptable, la mayoría de las veces, para comercializarlo.

Limpieza del gas: El gas que sale de la unidad recuperadora de azufre aún posee de un 3 a un 10% del H_2S removido del gas natural y es necesario removerlo, dependiendo de la cantidad de H_2S y las reglamentaciones ambientales y de seguridad. La unidad de limpieza del gas de cola continua la remoción del H_2S bien sea transformándolo en azufre o enviándolo a la unidad recuperadora de azufre. El gas de cola al salir de la unidad de limpieza debe contener solo entre el 1 y 0.3% del H_2S removido. La unidad de limpieza del gas de cola solo existirá si existe unidad recuperadora.

Incineración: Aunque el gas que sale de la unidad de limpieza del gas de cola sólo posee entre el 1 y 0.3% del H_2S removido, aun así no es recomendable descargarlo a la atmósfera y por eso se envía a una unidad de incineración donde mediante combustión el H_2S es convertido en SO_2 , un gas que es menos contaminante que el H_2S . Esta unidad debe estar en toda planta de endulzamiento.

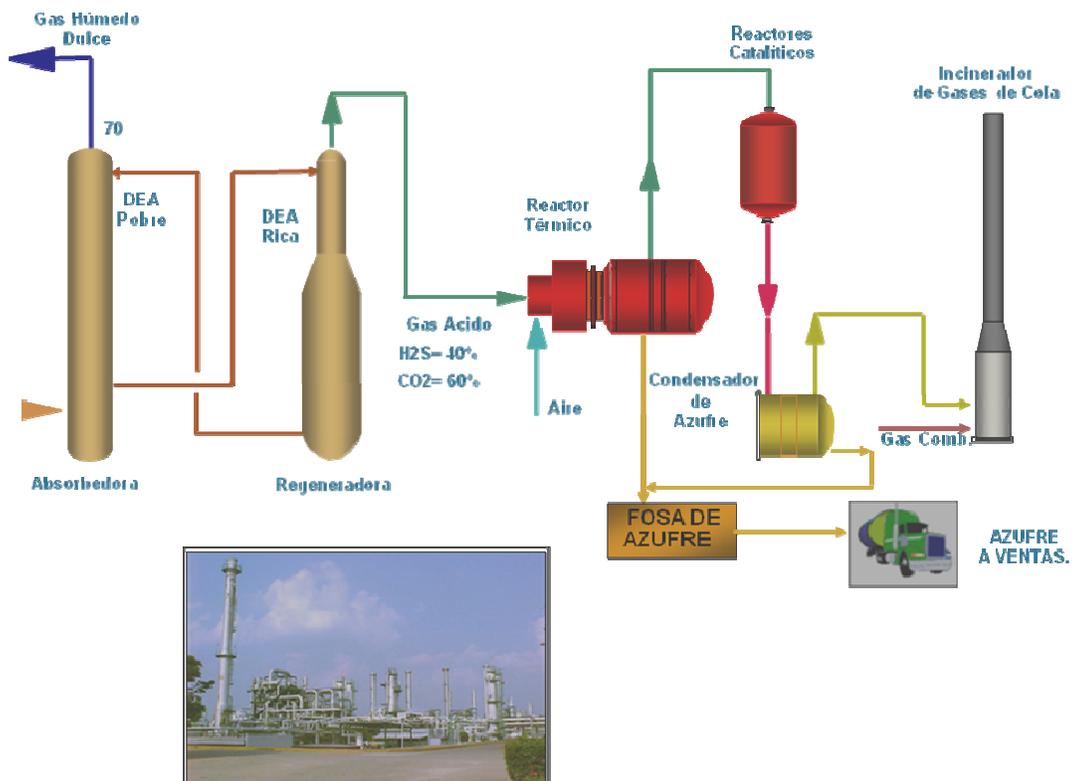
Los procesos que se aplican para remover H_2S y CO_2 se pueden agrupar en cinco categorías de acuerdo a su tipo y pueden ser desde demasiado sencillos hasta complejos dependiendo de si es necesario recuperar o no los gases removidos y el material usado para removerlos. En algunos casos no hay regeneración con recobro de azufre y en otros sí. Las cinco categorías son:

- Absorción química. (Procesos con aminas y carbonato de potasio): La regeneración se hace con incremento de temperatura y decremento de presión.
- Absorción Física: La regeneración no requiere calor.
- Híbridos: Utiliza una mezcla de solventes químicos y físicos. El objetivo es aprovechar las ventajas de los absorbentes químicos en cuanto a capacidad para remover los gases ácidos y de los absorbentes físicos en cuanto a bajos requerimientos de calor para regeneración.
- Procesos de conversión directa: El H_2S es convertido directamente a azufre.
- Procesos de lecho seco: El gas amargo se pone en contacto con un sólido que tiene afinidad por los gases ácidos. Se conocen también como procesos de adsorción.

Aunque son muchos los criterios a tener en cuenta para establecer cual categoría puede ser mejor que otra, uno de estos criterios y quizás el más importante desde el punto de vista de capacidad para remover el H_2S es su presión parcial, la cual es la presión de este componente aislándolo de toda la mezcla de gases.

Figura 3.2

Proceso de Endulzamiento.



- Principales plantas de un proceso de endulzamiento
 - Torre absorbedora

En PEMEX son muy usados los procesos de endulzamiento por medio de absorción química y a continuación se describe un proceso típico:

Como se muestra en la Figura 3.2 la Torre Absorbedora se le alimenta dos corrientes, una de gas amargo proveniente de los módulos de compresión y otra de solución acuosa de Dietanolamina.

El gas amargo es alimentado por el fondo de la torre Absorbedora a una presión de 84.1 Kg/cm² y 35°C²⁹ para ponerse en contacto a contracorriente con la solución de Dietanolamina regenerada (DEA POBRE), misma que es alimentada por el primer plato de la torre. Antes de entrar a la torre Absorbedora la DEA POBRE pasa por un enfriador tipo soloaire donde se abate la temperatura hasta unos 40°C aproximadamente.

La torre Absorbedora de gas amargo, cuenta con 20 platos en los cuales la solución de DEA POBRE se pone en contacto íntimo con el gas, absorbiéndole casi la totalidad de los gases ácidos presentes en la corriente de gas amargo alimentada a la planta endulzadora³⁰.

El gas dulce abandona la torre por el domo dirigiéndose al separador del gas combustible, el cual cuenta con una malla separadora para asegurar la recuperación de la DEA que el gas haya podido arrastrar. El gas dulce después de pasar por la válvula de control que regula la presión a esta sección es enviado a la red de gas combustible.

La DEA recuperada sale del separador de gas combustible y se une a la corriente de DEA proveniente del fondo de la torre Absorbedora (DEA RICA), que se envía de nivel a la sección de regeneración de la Dietanolamina.

Sección de Regeneración de Dietanolamina

Esta sección cuenta con los siguientes equipos:

- Torre Regeneradora de DEA
- Intercambiador DEA RICA/DEA POBRE
- Rehervidor de la Torre Regeneradora

²⁹ <http://www.pemex.com>

³⁰ <http://www.pemex.com>

- Enfriador de DEA y Gas Acido
- Tanque de Balance de DEA
- Tanque de Desorción de Hidrocarburos
- Acumulador de Reflujo de la Torre Regeneradora
- Bombas de Reflujo de la Torre Regeneradora
- Filtros de DEA POBRE Y DEA RICA
- Bombas de DEA POBRE

La solución de DEA RICA proveniente del fondo de la torre absorbidora y el separador de gas combustible se alimenta al tanque de desorción (o de flasheo) con el fin de eliminar los hidrocarburos líquidos y parte de los gases ácidos retenidos por la DEA que por efecto de presión se encuentren disueltos en esta solución.

La amina rica acumulada en el tanque de desorción, se envía por diferencia de presiones al Intercambiador de calor DEA RICA / DEA POBRE, donde se calienta por medio de contracorriente de DEA pobre procedente del Rehervidor de la torre regeneradora.

Una vez precalentada, la Amina pasa al filtro de DEA RICA tipo cartucho, con la finalidad de eliminar los sólidos y partículas de sulfuro presentes en la solución de DEA, formados por el ensuciamiento de la Amina con el gas. Una vez filtrada la solución continúa hacia la torre regeneradora.

La DEA rica procedente del filtro es alimentada al plato No. 3 de la torre regeneradora la cual consta de 20 platos de los cuales los 18 de la parte inferior son para efectuar la regeneración de la solución absorbente y en los dos restantes, fluye agua a contracorriente con los gases ácidos con el fin de llevar a cabo el lavado de éstos y evitar pérdidas de DEA por arrastre³¹.

El gas ácido saturado con agua sale del domo de la torre regeneradora fluyendo hacia el enfriador tipo soloaire donde se disminuye la temperatura hasta unos 49°C aproximadamente condensándose de esta manera los vapores de agua. Una corriente de inhibidor de corrosión es suministrada a la línea de alimentación del enfriador, con la finalidad de minimizar la corrosión en este equipo³².

La mezcla de ácidos-agua condensada, entran al acumulador de reflujo de la torre regeneradora donde se lleva a cabo la separación de esta mezcla, los gases ácidos son enviados al quemador a control de presión al quemador y el agua acumulada en este recipiente, se retorna al plato superior de la torre regeneradora en forma de reflujo siendo utilizado para determinar y eliminar el calor de la parte superior de la columna, para que se condensen los compuestos más pesados.

La solución de dietanolamina regenerada que sale por el fondo de la torre,

³¹ <http://www.pemex.com>

³² <http://www.pemex.com>

entra al rehervdor que actúa como un plato más de la misma torre; la solución es enviada al Rehervidor con la finalidad de elevarle la temperatura produciéndose de esta manera los vapores necesarios para el agotamiento de los ácidos, los cuales salen por la parte superior del Rehervidor retornándose a la torre regeneradora donde a contracorriente son la solución de Amina Rica descendente la despojan de los gases ácidos.

El tanque de balance actúa como tanque de carga para las bombas de inyección de dietanolamina. En este tanque se tiene una alimentación de gas combustible para mantener una presión interna constante y proporcionar una carga neta positiva a las bombas.

La DEA POBRE, es succionado del tanque de balance por las bombas de Amina tipo reciprocante de tres pistones, con el fin de mandar la solución al domo de la torre absorbadora, la presión de descarga de las bombas es de 84.1 Kg/cm². , en la descarga de las bombas se cuenta con un cartucho que sirve para inyectar agente antiespumante, que controle la formación de espuma en la torre absorbadora.

El gas ácido ($H_2S + CO_2$), proveniente del proceso de endulzamiento, pasa por un reactor térmico (cámara de combustión) y posteriormente pasa a dos reactores catalíticos, donde finalmente se logra la conversión del H_2S en azufre elemental. El azufre elemental se almacena, transporta y entrega en estado líquido, a esta parte se le conoce como Planta Recuperadora de Azufre.

Figura 3.3

Endulzamiento de líquidos.

remueve por gravedad y por impacto el 100 % de las gotas con tamaño entre 8-10 micrones y mayores de diámetro, adicionalmente permite un arrastre menor a 0.1 gal/mm³ de gas a través del Separador Trifásico.³³

Las fases líquidas separadas acuosas y orgánicas son enviadas a un recipiente Acumulador de Condensados, los líquidos colectados diariamente son bombeados hacia el Sistema de Rechazo de Condensados del C.P.G área existente, mediante una tubería e interconexión nueva.

El Gas Húmedo dulce que sale del Separador Trifásico entra a las Plantas. En cada planta el Gas Húmedo es recibido en un Separador bifásico de agua presentes en la corriente y continúa fluyendo a través del Filtro/Separador de gas de alimentación que es de tipo coalescente y removerá hasta el 90% de partículas de 3 micrones y mayores antes de alimentar a los Deshidratadores.

El Separador bifásico tiene la capacidad suficiente para retener un volumen equivalente a 250 barriles de líquido que pudieran ser arrastrados en el Gas Húmedo.

La presión a la entrada de cada planta, es controlada con una válvula automática que mantiene la presión de operación en la entrada de la planta, cerrando parcialmente, debajo de la presión de diseño de las plantas en el evento de un sobrepresionamiento en el cabezal general de admisión de Gas Húmedo dulce.

Es instalado una válvula de aislamiento de tipo disco rotatorio a prueba de fuego que es operada desde el Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) y aísla la entrada de Gas Húmedo a la planta en caso requerido. Una válvula automática similar es incluida en la tubería de Gas Residual de salida de la planta corriente abajo de su medidor tipo placa de orificio compensado por presión y temperatura.

Es instalada una válvula automática de control para mantener la presión de descarga de los compresores de Gas Residual en un valor constante y evitar oscilaciones fuertes en la operación de los turbocompresores en caso de que la presión de los gasoductos donde se conecta, sea diferentes o cambien.

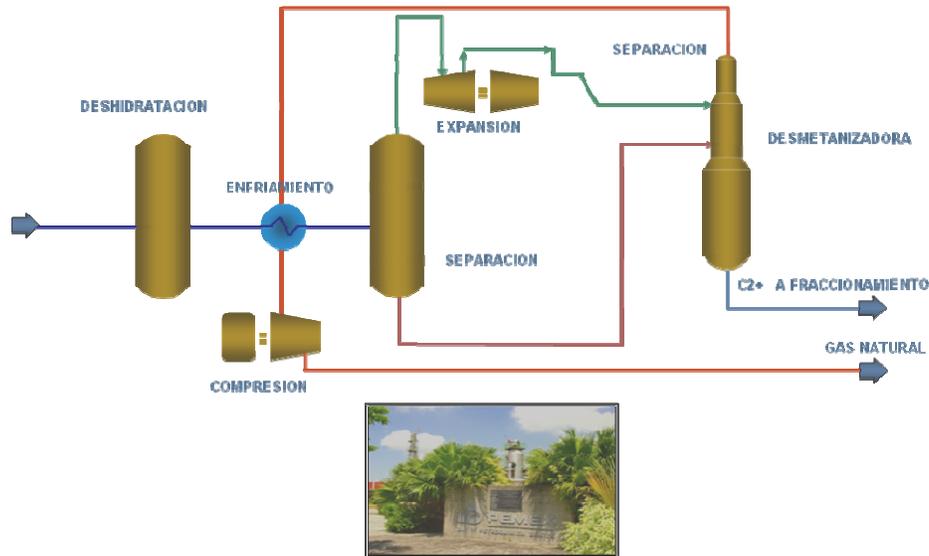
Una vez filtrado en los cartuchos coalescentes el gas es enviado hacia las celdas de deshidratación, la planta está provista de dos recipientes coalescedores, cada uno con capacidad para el 100 % de la planta.

Los líquidos separados en el Separador bifásico y filtros coalescedores son enviados al recipiente Acumulador de Condensados. Las tuberías de drenado de líquidos separados en los tres recipientes están provistas de cedazos (dobles en paralelo) de protección en caso de presencia de sólidos extraños y trazas eléctricas para evitar congelamientos en la temporada invernal.

Después de este proceso el Gas húmedo pasa a un sistema deshidratación como se muestra en la figura 3.4.

Figura 3.4
Proceso de Criogenización.

³³ <http://www.pemex.com>



Fuente: <http://www.pemex.com>

El sistema de deshidratación, cuenta con tres deshidratadores que se emplean para eliminar el vapor de agua presente en la corriente de Gas Húmedo dulce antes de entrar a la sección criogénica de la planta. Cada deshidratador está diseñado para procesar 100 MMPCD (mil millones de pies cúbicos por día) de gas alimentado más el gas de regeneración recirculado, para producir gas deshidratado con punto de rocío aproximado de -101°C . Dos de tres deshidratadores operan en paralelo durante el ciclo de adsorción, mientras el tercero se encuentra en regeneración. El flujo de gas es descendente durante la deshidratación (adsorción) y a contracorriente ascendente durante la regeneración. El tiempo de ciclo de deshidratación es de aproximadamente 12 horas, con un ciclo de regeneración (calentamiento-enfriamiento) de la malla de 6 horas³⁴.

La operación de los deshidratadores se llevan a cabo mediante válvulas de intercambio, operadas siguiendo una secuencia lógica programada en su PLC (Controlador Lógico Programable) dedicado.

Los deshidratadores cuentan con un PLC independiente comunicado (en forma redundante) al control distribuido de la planta, para el control del sistema secuencial de apertura y cierre de válvulas con accionadores neumáticos, con indicación de la posición de cada una de ellas. Cada recipiente cuenta con medidor de presión diferencial, indicadores de temperatura en las camas de deshidratación y un medidor de flujo individual en su entrada; adicionalmente, en el cabezal general de Gas Húmedo a los deshidratadores se instala un medidor de gas de carga general y en el cabezal de gas deshidratado un analizador de humedad (temperatura de rocío), así como en la salida individual de cada deshidratador. Todos estos instrumentos con indicación local y remota.

El gas ya deshidratado es alimentado a los Filtros de Polvo de gas deshidratado para eliminar cualquier partícula sólida mayor a 1 micra de

³⁴ <http://www.pemex.com>.

diámetro que pueda ser arrastrada desde los lechos de material desecante. Se instalan dos filtros de polvos al 100 por ciento de la capacidad de la planta. Los filtros de polvo cuentan con tapa de apertura rápida accionada mediante un gato hidráulico incluido en cada uno.

El gas de regeneración es una corriente de gas deshidratado tomada de la descarga de los Filtros de Polvo de gas deshidratado aprox. 17.1x1.15 MMSCFD (Million Standard Cubic Feet per Day of gas)³⁵ y conducido a la succión del Compresor de gas de regeneración, el gas se comprime incrementando su presión y se circula a través del Calentador de Regeneración donde se calienta para alimentarse al fondo del deshidratador que va a ser regenerado, el Gas Húmedo usado para regeneración abandona el deshidratador por la parte superior a 290 °C (temperatura variable según el contenido de agua a través del ciclo) es enfriado en el Enfriador de gas de regeneración donde el agua condensa y es transferido junto con la corriente de Gas Húmedo dulce al Separador bifásico de entrada. Antes de que el deshidratador regenerado caliente pueda alinearse al proceso de deshidratación, la malla molecular debe ser enfriada manteniendo la circulación de gas de regeneración, sin que éste sea calentado. Para ello el PLC controla el encendido y apagado de los quemadores principales, manteniendo siempre encendidos sus pilotos, por tanto el Calentador se especifica para trabajo cíclico.

El Calentador de Regeneración cuenta con un PLC individual conectado en forma redundante al SCP, este PLC controla las operaciones de encendido y apagado de los pilotos en forma segura, para ello cuenta con válvulas de bloqueo y venteo automáticas, de operación neumática y con detectores de flama electrónicos infrarrojo de detección directa de flama que cerrarán la admisión de Gas Combustible en caso de pérdida de flama. La temperatura del Gas de Regeneración es controlada mediante un controlador local de temperatura instalado en el PLC y que modula la admisión de Gas Combustible mediante válvula controladora de temperatura, de tal forma que se mantenga la temperatura de regeneración constante durante los tiempos de calentamiento y enfriamiento del ciclo de regeneración. La chimenea cuenta con una mampara manual para ajustar el tiro del calentador e incluye un termopar para monitorear la temperatura de los gases de combustión. Las válvulas de bloqueo, venteo, reguladores de presión y control automático de temperatura estar montadas en un patín adyacente al Calentador de Regeneración.

El gas deshidratado es conducido a la sección criogénica de la planta. El gas deshidratado se transfiere hacia el cambiador de calor de aluminio (aluminium brazed heat exchanger) donde es preenfriado a contracorriente utilizando la corriente fría de gas proveniente de la sección superior de la Columna Demetanizadora. Ambas corrientes de gas húmedo ya preenfriadas se vuelven a juntar en el Separador Frío (Figura 3.4), donde se separan sus líquidos condensados antes de enviarlo en fase gaseosa preenfriada hacia el turbo-expansor y una parte de este gas que proviene de la parte superior de la Columna Desmetanizadora es enviada a un compresor el cual de él se obtiene Gas Natural compuesto principalmente por Metano.

³⁵ <http://www.pemex.com>

La corriente de vapores obtenida en el Separador Frío es alimentada a la sección del turboexpansor, donde el gas se expande hasta 19 kg/cm²a aprox. Siguiendo un camino termodinámico cercano al isoentrópico.

El gas expandido se enfría aún más hasta una temperatura de 79°C.

Las corriente de gas que sale del expansor y la corriente de líquidos que sale del separador se unen en la Columna Desmetanizadora para su estabilización, este fenómeno permite recuperar elementos C₂+ los cuales se mandan a la parte fraccionadora de la planta

La corriente que sale de la Columna Desmetanizadora se lleva a una Torre Desentanzadora la en la cual se lleva a cabo una transferencia de masa y calor que produce una autorefrigeración, saliendo el gas por el domo. Este fenómeno permite condensar más propano y C₃+ hacia el reflujo frío y permite elevar la recuperación de propano y líquidos más pesados.

- Principales plantas de una proceso de Criogenización
 - Deshidratadores

El sistema de deshidratación de Gas Húmedo dulce esta integrado por tres columnas de adsorción. Cada recipiente está diseñado para deshidratar 100 MMPCD más el gas de regeneración re circulado

Cada recipiente está provisto de un medidor de presión diferencial, indicadores de temperatura en las camas de deshidratado y un medidor de flujo individual en su entrada; adicionalmente, en el cabezal general de Gas Húmedo a los deshidratadores se instala un medidor de gas de carga general y en el cabezal de gas deshidratado un analizador general de humedad (temperatura de rocío), así como uno individual en la salida de cada deshidratador. Todos estos instrumentos con indicación local y remota.

A la descarga de los deshidratadores se instala un sistema de filtrado de polvos en paralelo para remover partículas de hasta una micra de tamaño y que cada uno pueda manejar el 100% de la capacidad de la planta. Los elementos se seleccionan de manera que la caída de presión no sea mayor de 0.14kg/cm² cuando estén limpios y no deben alcanzar una caída de presión de 0.7 kg/cm².

- Calentadores de Gas de Regeneración.

El Calentador de Regeneración opera en forma cíclica para llevar a cabo el ciclo de regeneración de cada una de las celdas de deshidratación, para ello enciende y apaga sus quemadores principales según entre en los pasos de calentamiento o enfriamiento del material desecante. Cada quemador tiene su propio piloto de seguridad que estará permanentemente encendido cuando el gas combustible tenga paso hacia el Calentador.

El calentador esta provisto de un PLC dedicado donde se ejecuta la secuencia de encendido y apagado, según se requiera, de los pilotos y quemadores.

El encendido de los pilotos es comandado desde la secuencia programada en el PLC a través de las válvulas de bloqueo y venteo localizadas en el patín de válvulas e instrumentos localizado al pie del calentador.

El control de temperatura del Gas de Regeneración se realiza mediante un controlador PID localizado en el gabinete donde está contenido el PLC del Calentador, este controlador modula la válvula de control de flujo a los quemadores principales cuando el ciclo de regeneración esté abierto en el paso de calentamiento y mantiene cerrada esta válvula cuando el ciclo de regeneración esté en el paso de enfriamiento y otros pasos de transición. Todas las válvulas de bloqueo de emergencia y de venteo, así como los reguladores de presión y la válvula de control de flujo de Gas Combustible se monta en el patín mencionado.

El PLC forma parte del sistema BMS 8 (Burner Management System) que servirá para el encendido de los pilotos, detección de la flama, disparos de emergencia control y monitoreo de la temperatura del Gas de Regeneración y de la temperatura de los gases exhaustos de la chimenea.

El PLC del calentador esta comunicado con el DCS (sistema de control distribuido) de control de la planta para poder monitorear y supervisar la operación del sistema remotamente desde el cuarto de control central. El encendido del Calentador solamente puede efectuarse desde campo, así como cualquier ajuste al control de temperatura del gas de regeneración.

El PLC de los deshidratadores y donde están programados los pasos de secuencia de operación de los deshidratadores y por tanto de posición de sus válvulas, manda una señal de llamado de calor "Call for Heat" hacia el PLC de control del Calentador de Regeneración de tal forma que se admita Gas Combustible cuando se llega al tiempo de calentamiento y se genera dicha señal, apagándola al cumplirse los permisos de temperatura en las camas de regeneración.

- Expansor y Compresor.

Estos componentes están diseñados para manejar en forma estable el 60% del gas de carga a la planta. Podrá ser controlado tanto de la presión de descarga del compresor como del expansor. Las líneas de alimentación y descarga del expansor y del compresor cuentan con válvulas tipo mariposa automáticas de corte rápido.

El Expansor y el Compresor están provistos de un PLC cada uno montado dentro de un gabinete a prueba de explosión donde se configuran las secuencias de arranque y paro normal, paros de emergencia, módulos de comunicación con el cuarto de control central para su monitoreo, supervisión, registro y control remotos.

Dentro de este gabinete se localizarán los modulos Bentley Nevada para protección por sobrevelocidad, vibración excesiva y desplazamientos no permitidos. El PLC tiene un display donde se pueden monitorear las diversas pantallas que integran el sistema de lubricación, el sistema de admisión de Gas de Sellos, el estado de vibraciones, desplazamientos y velocidad así como el

estatus y posición de las válvulas de corte. La máquina puede operar en forma local o remota desde el cuarto de control y en modo manual o automático.

La Planta puede operar sin el expansor, haciendo uso de una válvula Joule-Thompson. Esta válvula opera normalmente cerrada y abrirá automáticamente cuando la presión de salida del expansor disminuya y la máquina esté a su máxima velocidad permitida. La apertura de la válvula es controlada por medio de un controlador de presión que actúa sobre la presión de salida del expansor.

Además de la válvula Thompson (JT), se instalará, como “by-pass” de la JT un directo de los sistemas de expansión, una válvula manual de servicio severo que provoque una caída de presión equivalente a la expansión.

- Condensadores y Enfriadores.

Los condensadores y enfriadores empleados en las Plantas serán de tipo enfriados por aire (soloaires) con tubería con aletas de aluminio y aspas balanceadas, el ángulo de las aspas solamente puede ser cambiado manualmente.

El Condensador de la Torre Desbutanizadora y el Enfriador de Regeneración tienen persianas con apertura controlada automáticamente por la temperatura de salida del producto, desde el SCD (sistema de control distribuido) de las Plantas y disparo por alta vibración.

- Torre Desmetanizadora.

La columna desmetanizadora tiene la capacidad para manejar metanos provenientes de la sección Criogénica una parte de este se manda un compresor para obtener de él gas natural y la otra parte se manda a la sección Criogénica de la planta para que se pueda obtener gas lp y la gasolina nafta ligera.

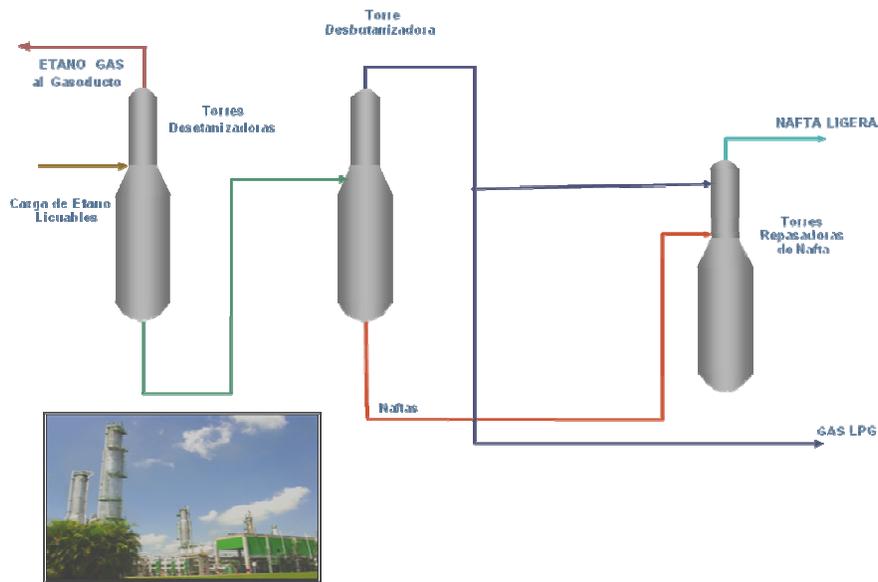
Los materiales de construcción de la Torre Desmetanizadora son de acero al carbón al igual que sus internos. Los internos de la torre están constituidos por platos con válvulas de burbujeo, en la sección superior los platos o charolas son de un solo paso con una bajante lateral, en la sección inferior los platos son de dos pasos con bajantes laterales y en el centro alternadas.

3.1.3. Fraccionadoras

Proceso de fraccionamiento

El gas enfriado y expandido, se envía a la sección de desetanizado (Figura 3.5) la cual debe asegurar una recuperación mínima de propano del 98% en base molar, contenido en el gas de alimentación. La Desetanizadora es una columna fraccionadora que está constituida de dos secciones, una sección superior empacada de diámetro mayor que constituye la zona de absorción y una zona inferior con tres camas empacadas donde se lleva a cabo la estabilización de los líquidos obtenidos en el proceso de enfriamiento y expansión del gas de carga.

Figura 3.5
Proceso de Fraccionamiento.



Fuente: <http://www.pemex.com>

Una vez que el gas ha sido preenfriado y expandido se envía a la parte superior de la Torre Desetanizadora, la cual esta conformada por una cama de empaque tipo random al azar que opera como absorbedor, el empaque es mojado por una corriente líquida fría a -83°C , cuya composición es principalmente de metano y etano líquidos, la puesta en contacto del gas expandido y este reflujo frío permite la recuperación del propano y otros líquidos remanentes presentes mediante el fenómeno de temperatura de bulbo húmedo, permitiendo la recuperación garantizada del 98 % de propano y la recuperación de C3+ referida arriba.

Esta parte de la columna es de un diámetro mayor al resto de las camas inferiores de la columna. En la parte superior de la misma se instala un eliminador de niebla para disminuir el arrastre de líquidos por el Gas Residual que se obtiene por los domos de esta columna.

La parte inferior de la columna desetanizadora está constituida por tres camas empacadas de igual altura y diámetro:

La primera cama recibe también reflujo frío a -83°C y lo pone en contacto con los líquidos absorbidos estabilizándolos. Estos líquidos provenientes del absorbedor vienen en dos fases ya que en su camino desde el absorbedor pasan primero por el segundo Rehervidor de Lado (caja fría de aluminio descrito arriba) antes de entrar a la Torre Desetanizadora.

La segunda cama pone en contacto los líquidos provenientes de la cama inmediatamente superior con los líquidos flasheados provenientes del Separador Frío, los cuales vienen también en dos fases pues pasan primero por el primer Rehervidor de Lado antes de ingresar a la Torre Desetanizadora.

La tercera y última cama pone en contacto los líquidos de la cama inmediatamente superior con los vapores provenientes del rehervidor de la torre.

El producto en fase vapor de la estabilización es una corriente de metano y etano principalmente, que se envía al condensador donde se condensa parcialmente y el líquido obtenido se envía al acumulador de reflujo frío a -83°C con una composición de metano y etano esencialmente, de donde se bombea dividido hacia las dos secciones de la columna, es decir al absorbedor y a la sección de estabilización de la torre. El Condensador es un cambiador de aluminio (caja fría), constituye una de las partes más frías de la torre y condensa la corriente de reflujo utilizando el gas residual obtenido en el domo de la Torre Desetanizadora.

La sección de estabilización debe ser capaz de obtener un producto líquido por el fondo con un contenido máximo de 0.02 moles de metano más etano por cada mol de propano más butanos líquidos contenidos en el producto. Esta corriente después se fraccionará para obtener dos corrientes como producto, el Gas LP y la gasolina Nafta Ligera.

El rehervidor de la Torre Estabilizadora debe contar con válvulas de bloqueo en sus conexiones hacia la torre, de tal forma que permita su inspección sin tener que despresionar la torre, lo anterior aunque no existe rehervidor de relevo.

El Rehervidor de la Torre Desetanizadora es del tipo coraza y tubos tipo horizontal.

El medio de calentamiento utilizado en los rehervidores de la torre desetanizadora y desbutanizadora (descrita más abajo) consiste de un sistema de aceite térmico sintético, para este caso se utiliza therminol 59 o equivalente. El flujo de aceite térmico al rehervidor de fondos será controlado mediante dos controladores de que actuarán en cascada, uno de flujo que será esclavo y uno de temperatura conocido como maestro localizado en la tubería de retorno de vapores a la Torre Desetanizadora.

Los materiales de construcción de la Torre Desetanizadora son de acero inoxidable apropiado para temperaturas criogénicas al igual que el Acumulador y Bombas de Reflujo, el Condensador es de aleación de aluminio. El rehervidor de la Torre Desetanizadora es de acero al carbón, pues opera normalmente a $+85^{\circ}\text{C}$ y se ha calculado que en caso de desestabilización de la torre la presencia de líquidos fríos de los domos no es cantidad suficiente para rebasar las temperaturas de operación mínimas permisibles del acero al carbón³⁶.

La parte superior de la torre Desetanizadora, es decir el absorbedor se comunica con la parte superior de la zona de estabilización por medio de un plato tipo chimenea, normalmente la hidráulica de la torre se ajusta de tal forma que casi no hay flujo de vapores a través del mismo.

Las zonas empacadas de la torre cuentan con distribuidores de flujo internos, rejillas de retención de empaque y rejillas de sujeción de empaque random tipo raschig que también distribuyen homogéneamente los vapores que

³⁶ <http://www.pemex.com>

circulan ascendentemente dentro de la torre.

En la parte inferior existe otro plato chimenea soldado que desvía los líquidos obtenidos en el fondo de la tercera cama estabilizadora hacia el rehervidor y simultáneamente distribuye los vapores generados en el mismo hacia la parte superior de la torre.

El Gas Residual proveniente del Condensador de reflujo de la Desetanizadora se alimenta al Intercambiador Gas tibio/Gas donde se calienta enfriando el gas deshidratado, y es alimentado corriente abajo al Compresor del turboexpansor, en donde se comprime. La presión de salida del compresor booster del turboexpansor es controlada para mantener una presión de descarga constante.

De esta corriente, se toma una parte del Gas Residual para consumo interno de las turbinas de gas de la planta y alimentar la red de Gas Combustible del Complejo, alrededor del 2.02 %³⁷.

El Gas Residual de media presión de proceso se alimenta a los Compresores de Gas Residual de dos etapas de compresión para incrementar su presión, de manera que en los ductos se entregue a la presión de 75.23 kg/cm² (1070 psia). Se está considerando un esquema de compresión de Gas Residual a base de dos compresores al 50 % de capacidad por planta contando con un quinto compresor que será un relevo común para las dos plantas³⁸.

Los compresores de Gas Residual son del tipo centrífugo de doble barril con división radial, son de dos etapas de compresión y están provistos de un interenfriador a base de aire para retornar a la succión de la segunda etapa a 45 °C y un postenfriador a base de aire que envía el Gas Residual comprimido al límite de baterías a 45°C también. Cada compresor está conducido por una turbina de gas de dos flechas cuyos gases exhaustos se circularán por un Recuperador de Calor que sirven para calentar la corriente de aceite térmico que se recircula por la planta y que sirve para transferir el calor y entalpía de los gases exhaustos de la turbina a los rehervidores de las torres Desetanizadora y Desbutanizadora. Cada compresor tendrá un Recuperador de Calor, en su tubería de salida de gases exhaustos existe una válvula diversora, que se mueve de acuerdo con el control de temperatura del aceite térmico, en caso de no ser requerido el calor por el aceite térmico la válvula diversora enviará los gases exhaustos calientes hacia la atmosfera mediante un silenciador colocado en los ductos.

Los compresores de Gas Residual tendrán un control de protección antisurge que evitan que el punto de operación del compresor se acerque hacia la zona de surge, el diseño del sistema así como la válvula de control antisurge y la de recirculación del tren completo será confirmada por el vendedor de los compresores más adelante.

Cada turbina cuenta con un PLC de mando, monitoreo, protección y alarmas localizado dentro de un tablero ubicado al frente de la turbina en campo, con clasificación a prueba de explosión. Desde este PLC se mantendrá

³⁷ <http://www.pemex.com>

³⁸ <http://www.pemex.com>

comunicación y comandos con las demás cajas de campo (a prueba de explosión), como son las cajas de control de operación automática de las válvulas de campo, las cajas de control de los instrumentos montados en línea para protección antisurge y control del compresor. Este PLC mantiene también comunicación con un tablero remoto de monitoreo y registros históricos ubicado en el cuarto de control central, con el variador de velocidad del motor de arranque, cargador de baterías y con los CCMs (Centro de Control de Motores) donde estarán los arrancadores de los motores de arranque, pre/post lubricación, ventiladores de cabinas, enfriadores de aceite, etc.

La secuencia de arranque de las turbinas y los compresores de Gas Residual son completamente automática, por lo que cada compresor está provisto de válvulas automáticas con actuador neumático que reciben los comandos provenientes del PLC para abrirse o cerrarse de acuerdo con la secuencia y presurizar/ despresurizar, abrir/cerrar la máquina de acuerdo a los pasos de la misma.

En el cabezal de succión de los compresores de Gas Residual y dentro del límite de baterías de cada planta se incluye una válvula de control de presión de succión de los compresores, que desfogará Gas Residual hacia el Separador de Desfogues localizado en cada una de las plantas, en caso de alta presión del cabezal por cualquier causa, ésta válvula automática estará provista de su propio lazo de control en cada planta. La capacidad de la válvula será equivalente a la capacidad de un solo compresor de Gas Residual.

Los Recuperadores de Calor están localizados en cada uno de los ductos de gases exhaustos de cada turbina, recuperarán el calor de los gases exhaustos enfriándolos de 500°C a 210 °C y manteniendo la temperatura de suministro del aceite térmico a unos 260°C a los rehervidores de proceso³⁹. El paso de los gases exhaustos es a través de una válvula diversora de tres vías, la cual modula la apertura de sus mamparas de acuerdo al control de temperatura a la atmósfera será mediante un silenciador.

La apertura de la mampara y por tanto la recuperación de calor se efectúa mediante la acción de un controlador de temperatura, la señal de control electrónica del controlador será transformada en neumática para la operación del posicionador de la válvula diversora, su transmisión mecánica será tal que a falla de los actuadores abra la mampara hacia la atmósfera y evite el flujo hacia la unidad recuperadora de calor.

El sistema de desbutanizado es diseñado para producir por el domo Gas LP que está constituido principalmente por propano y butanos con un contenido máximo de 2% vol. máximo de pentanos y un contenido de 2% vol máximo de etano más metano, a una presión de vapor máxima de 14.06 kg/cm² (esto depende de la especificación del tipo de planta que se quiera construir). Evidentemente el contenido de etano y metano será consecuencia directa de la operación de la Torre Desetanizadora y su debido control provocará que estos componentes no existan en el Gas LP y no sean desfogados por el domo del acumulador de reflujo de la Torre Desbutanizadora.

La desbutanizadora es una columna de dos diámetros. La sección superior

³⁹ <http://www.pemex.com>

de menor diámetro contiene 12 platos, los 26 platos restantes están en la sección de mayor diámetro. Esta columna Desbutanizadora recibe alimentación en el plato 13 de la corriente de fondo de la Torre Desetanizadora.

Los vapores del domo de la Torre Desbutanizadora se alimentan a su Condensador de reflujo, donde se condensan totalmente y son conducidos a un Acumulador de Reflujo. La presión en el domo de la Desbutanizadora es controlada mediante un esquema de condensador parcialmente inundado, el acumulador está totalmente inundado y los no-condensables como el metano y etano en exceso presentes serán enviados al quemador. Normalmente si la Torre Desetanizadora opera normalmente en condiciones normales no se presenta la necesidad de enviar al quemador ya que las cantidades de metano y etano son condensados junto con la corriente de Gas LP de acuerdo a las especificaciones de cualquier Complejo procesador de Gas.

Aproximadamente el 42% de los líquidos obtenidos y condensados totalmente en el condensador de la torre a base de aire, son usados de retorno a la torre equivalente a una relación de reflujo de 0.75 saturados o levemente subenfriados, para ello se utiliza un control de flujo del reflujo que está limitado por el control de nivel del acumulador en caso de bajo nivel. La salida de Gas LP está controlada por el controlador de presión de la Torre Desbutanizadora como se mencionó arriba⁴⁰.

El Gas LP se envía a un enfriador de salida a base de aire donde se garantiza que el producto se envía a las esferas de almacenamiento a una temperatura máxima de 45°C.

El líquido obtenido en el plato inferior de la Torre Desbutanizadora es transferido hacia el Rehervidor de la Desbutanizadora y los vapores generados se retornan a la columna. El producto del fondo de la Desbutanizadora es Nafta Ligera que se envía a almacenamiento, enfriándola previamente a 45°C. La Nafta Ligera obtenida en los fondos de la Torre Desbutanizadora, debe tener un contenido máximo de butanos del 2% vol, de acuerdo a la especificación indicada en esta planta.

La carga térmica del Rehervidor de la Torre Desbutanizadora está controlada por el flujo de aceite térmico, cuyo flujo será modificado a lo requerido con base a la acción de dos controladores operando en cascada, uno esclavo de flujo de aceite térmico cuyo punto de ajuste será escrito o determinando por el controlador de temperatura localizado en la línea de retorno de vapores a la Torre Desbutanizadora. El Rehervidor de la Torre Desbutanizadora es del tipo kettle de coraza y tubos, provisto de una mampara interna por donde rebozará el producto de fondos obtenido, la Nafta Ligera, que es enviada a límite de baterías por control de nivel en el kettle hacia un enfriador a base de aire que enfriará la Nafta Ligera hasta los 45°C⁴¹, para enviarse a las esferas de almacenamiento. El Rehervidor de la Torre Desbutanizadora está provisto de válvulas de bloqueo que permitan su inspección interna sin tener que depresionar la torre.

- Principales plantas de un proceso de fraccionamiento.

⁴⁰ <http://www.pemex.com>

⁴¹ <http://www.pemex.com>

- Torre Desbutanizadora.

La columna desbutanizadora tiene la capacidad para manejar los C3+ provenientes de la sección Criogénica específicamente de los fondos de la torre Desetanizadora ya estabilizados.

La desbutanizadora es una columna de dos diámetros. La sección superior de menor diámetro contiene 12 platos, los 26 platos restantes están en la sección de mayor diámetro.

Esta columna Desbutanizadora recibe alimentación en el plato 13 de la corriente de fondo de la Torre Desetanizadora.

Los materiales de construcción de la Torre Desbutanizadora son de acero al carbón al igual que sus internos. Los internos de la torre están constituidos por platos con válvulas de burbujeo, en la sección superior los platos o charolas son de un solo paso con una bajante lateral, en la sección inferior los platos son de dos pasos con bajantes laterales y en el centro alternadas.

Los vapores de la zona de agotamiento son generados por un rehervidor tipo kettle de coraza y tubos, los materiales de construcción del rehervidor son de acero al carbón. El rehervidor está provisto de válvulas de aislamiento.

Los rehervidores son usados con columnas de destilación para vaporizar una fracción de los productos del fondo, mientras que en un vaporizador eventualmente toda la alimentación es vaporizada.

Los rehervidores de las columnas Desetanizadora y Desbutanizadora son de tipo tubos y coraza y operan con aceite térmico sintético Therminol 59, como fluido de calentamiento.

- Torre Desetanizadora

La Torre Desetanizadora cuenta con dos secciones principales, una superior que consta de una sola cama empacada conocida como absorbedor y una inferior que consta de tres camas empacadas y que lleva a cabo las funciones de estabilización de los líquidos obtenidos del gas, para lograr los requerimientos indicados en la calidad de los productos.

Todas las camas empacadas de la torre son del tipo random packing al azar, con diferente diámetro de empaque según el diámetro de la torre y la hidráulica interna de la misma.

La sección de absorción está comunicada con la de estabilización por medio de un plato chimenea del tipo soldado, que conduce y separa el refluo frío líquido rico hacia el rehervidor de lado. Normalmente no existe flujo de gases a través de sus chimeneas.

El material de construcción de la Torre Desetanizadora es de acero inoxidable.

Los internos están constituidos por cuatro camas de empaque random, anillos raschig, cada cama tiene un distribuidor de líquido superior que a la vez sirve como retenedor de empaque, un distribuidor inferior de vapor que a la vez sirve como soporte de la cama, los reflujos se introducen en la parte superior y en la sección de estabilización con distribuidores, habrá dos platos chimenea soldados; todos los internos en acero inoxidable.

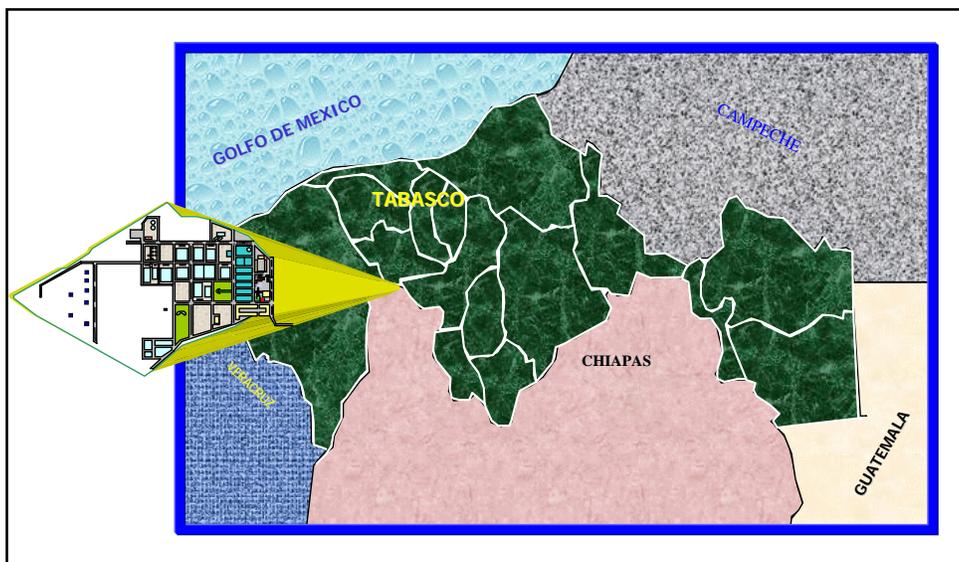
El diseño de la torre debe hacerse tomando en cuenta la composición máxima del Gas Húmedo dulce.

3.2. Consumos energéticos en el procesamiento del gas

Para el estudio de los consumos energéticos se utilizará un C.P.G. típico el cual es el siguiente:

El CPG Nuevo Pemex, se encuentra ubicado en el municipio del Centro, Tabasco a una altura sobre el nivel del mar de 25 m, aproximadamente a 38 km de la Ciudad de Villahermosa, Tab., en los límites de Tabasco y Chiapas de acuerdo al siguiente croquis (Ver Figura 3.6).

Figura 3.6
Localización del CPG Nuevo Pemex en el estado de Tabasco



Fuente: <http://www.pemex.com>

Con este complejo, Petróleos Mexicanos realiza un gran esfuerzo para cumplir con su objetivo principal, que es: Abastecer y distribuir oportunamente los hidrocarburos que el país demanda, consolidando de ésta manera la industria para el aprovechamiento del gas.

La importancia del CPG Nuevo Pemex radica en el proceso de gas húmedo amargo para obtener gasolinas estabilizadas, gas LP, azufre y gas natural.

En el año 2006 (enero-abril), la producción promedio de los productos fue:

Cuadro 3.1
Producción promedio de CPG Nuevo Pemex en el 2006

Producto	Promedio anual
Gas seco	934 MMPCD
LPG	68 MBPD
Nafta ligera	34 MBPD
Azufre	655 Ton/D

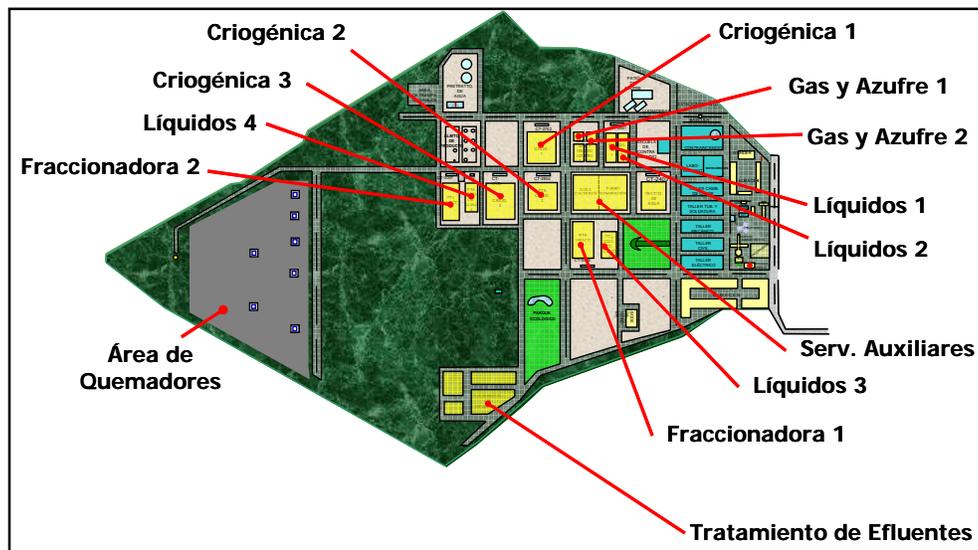
Fuente: <http://www.pemex.com>

Actualmente el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex cuenta con 13 plantas de proceso en operación:

- Endulzadoras de Condensados I, II, III Y IV
- Endulzadoras de gas I Y II
- Recuperadoras de Azufre I Y II
- Criogénicas I, II Y III
- Fraccionadoras de Hidrocarburos I Y II

La distribución de estas plantas se muestra en la Figura 3.7.

Figura 3.7
Distribución de plantas en el CPG Nuevo Pemex



Fuente: <http://www.pemex.com>

Además de las plantas de proceso, se cuenta con las plantas de generación de vapor y energía eléctrica para proporcionar los Servicios Auxiliares que se requieren, así como una planta de Tratamiento de Efluentes, un área de quemadores y el área de Almacenamiento y Distribución de Productos.

En el CPG Nuevo Pemex se cuenta con dos turbogeneradores de vapor cada uno de 36 MW de capacidad nominal y un turbogenerador de gas de 24 MW nominales con un factor de potencia de 0.8. Actualmente con estos equipos se producen del orden de 45 MW para autoabasto.

Las calderas y turbogeneradores instalados han tenido el mantenimiento preventivo y correctivo necesario durante la operación de los mismos, para proporcionar el vapor y la energía eléctrica a las requeridas por el proceso y de la misma manera garantizar la seguridad del personal y las instalaciones, así como la operación continua de las mismas durante aproximadamente 22 años.

3.3. Programas y medidas de uso eficiente de energía en los procesos

La aprobación del Decreto sobre Cogeneración realizado en enero 2006 faculta a Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y sus Empresas a cogenerar para autoabasto y en caso de excedentes su venta a la CFE y la extinta a Luz y Fuerza del Centro (LyFC) gracias a esto en el 2010 se pretende abastecer el 100% de la demanda de energía eléctrica de PEMEX, el cual será alrededor de 1400 MW.

En el mediano y largo plazo, las plantas de cogeneración basadas en turbinas de gas representan una opción técnica y económicamente viable, en la medida que son más eficientes que los equipos actualmente instalados.

El costo de generación de este tipo de plantas es 30% menor con respecto a los costos promedio actuales de generación en Petróleos Mexicanos; y su eficiencia es 48% mayor a la promedio actual de generación en las mismas instalaciones. Lo anterior permitirá en un futuro se desplacen equipos ineficientes que se encuentran al término de su vida útil.

Para capturar estos beneficios asociados a la cogeneración, Petróleos Mexicanos deberá impulsar, proyectos que le permitan autoabastecer su demanda de energía eléctrica, eliminando las compras a CFE y las compras interorganismos que impliquen altos costos de generación. Asimismo, estos proyectos permitirán a los Organismos retirar de operación equipos con altos costos de mantenimiento asociados.

En este sentido Petróleos Mexicanos (PEMEX) instalará una planta de cogeneración en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex (la cual es estudio de esta tesis), de manera que cubra parte de la demanda de vapor y el total de energía eléctrica, que requiere el CPG Nuevo Pemex. La energía excedente se enviará a otras instalaciones de PEMEX aprovechando la red de transmisión de la CFE.

Esta planta iniciará operaciones en el 2011 y también se esperan otros proyectos de similar magnitud no sólo en complejos C.P.G's sino también en refinerías como Salamanca, Madero, Tula y Minatitlán.

3.4. Escenarios de demanda y producción importación de gas en Pemex

- Oferta de gas natural

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 Pemex. Exploración y Producción (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.

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

- Se actualiza la estrategia de desarrollo en Cantarell y Burgos.
- Se fortalece la capacidad de ejecución en el proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec) al agregar un mayor número de equipos de perforación.
- Se intensifica la actividad exploratoria y de futuro desarrollo de aguas profundas, iniciando producción de gas a partir de 2013, principalmente con el proyecto Lakach.
- Se mantiene 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.

El escenario prospectivo expone que los campos productores existentes mantienen la producción en el corto plazo dentro del periodo de análisis, pese a que los proyectos exploratorios, incluida una nueva componente exploratoria de Burgos, comienza aportaciones en 2010, aunque es hasta 2011 donde su producción será relevante en el total nacional. Así, la producción de gas natural alcanzará en 2013 un máximo en el periodo de análisis.

Aprovechando el conocimiento y caracterización de los yacimientos, PEP prevé que la explotación tendrá una base de gas húmedo dulce que se va incrementando en el periodo 2008-2017, mientras que el gas húmedo amargo y el seco disminuyen hacia 2017. El incremento en la producción de gas húmedo dulce se debe principalmente a la aportación de los proyectos Chicontepec, Burgos, Coatzacoalcos y Río Bravo. Por otro lado, la producción de gas húmedo amargo se obtendrá principalmente de los proyectos Crudo Ligero Marino, Cantarell, Antonio J. Bermúdez, Ku-Maloob-Zaap y Chuc; mientras que la producción de gas seco provendrá de los proyectos Burgos, Lakach, Río Bravo, Veracruz y Lankahuasa.

En el escenario de planeación, la actividad de explotación en Burgos es sostenida en forma incremental en los primeros años y alcanza su máximo en 2011, cuando se espera registre un volumen de 1,876 mmpcd; y a partir de 2012, su participación en la actividad de explotación comienza a declinar hacia 2017. Cabe señalar que, la estimación sólo considera la parte actual de Burgos que está en explotación incluyendo los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) en la producción nacional.

Respecto al proyecto de Lakach, existen grandes expectativas de incorporar producción a partir de 2013. El gas proveniente de dicho proyecto podría aportar un volumen de 398 mmpcd a partir de ese año y alcanzar un máximo en 2017 de 438 mmpcd. Esta producción de gas se convertirá en la primera de un hidrocarburo obtenido a partir de un proyecto de aguas profundas en México. El reto en aguas profundas es importante, ya que se pretende establecer producción comercial en tirantes de agua mayores a 500 metros.

Otro proyecto fundamental es Chicontepec, al tiempo que se prevé su intensa perforación para mantener la producción de petróleo crudo, se favorece la producción de gas asociado, ya que la calidad de crudo del paleocanal posee una alta relación aceite/gas. Así, se espera que haya un desarrollo incremental en la producción de gas que llegue a registrar un volumen de 968 mmpcd en 2017.

- Oferta de gas seco de PGPB

Si bien la expectativa del nivel de producción de PEP es mayor en promedio a los 6,500 mmpcd, parte de este gas será destinado a las actividades operativas, inyección para estimular los pozos de crudo, y pérdidas como el gas quemado y el encogimiento en el transporte del fluido y sus líquidos. Con ello, el gas entregado por PEP a PGPB es menor al valor citado durante el periodo 2008-2017.

Cabe señalar que, entre las calidades de gas que PEP entrega a PGPB, el húmedo amargo y húmedo dulce es alimentado a las plantas de PGPB, mientras que el seco de campos es inyectado a los ductos. En el caso del gas enviado a plantas de PGPB, el promedio del periodo de análisis es menor a 5,500 mmpcd. Así, se espera que las plantas de PGPB obtengan de su proceso un promedio de 4,330 mmpcd de gas seco en el periodo 2008-2017, además se estima que será necesario incrementar la capacidad de procesamiento para pasar de una producción de 3,658 mmpcd en 2008 a 4,878 mmpcd en 2017.

La oferta de gas seco directo de campos, depende más de la dinámica en la actividad de explotación de PEP, que se llega a un máximo en 2013, cuando la producción alcance los 1,554 mmpcd y posteriormente se espera una menor oferta hacia 2017.

- Inversiones en PGPB para el procesamiento y transporte 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*; los objetivos estratégicos planteados en el modelo de negocios de la empresa y; con las normas presupuestarias derivadas de la Reforma Energética.

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.

Con estos recursos, la capacidad de proceso de gas amargo se incrementará en 4%, la recuperación de azufre en 1%, la de recuperación de líquidos en 11% y el fraccionamiento de hidrocarburos en 9%.

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.
- Gas natural licuado

Con el propósito de garantizar el suministro del hidrocarburo, se han establecido estrategias de diversificación de fuentes de suministro del gas natural como parte de la política energética nacional. Así, se ha venido dando un impulso a las terminales de regasificación para importar gas natural licuado (GNL). Esta Prospectiva considera en su escenario de planeación las importaciones de las terminales Altamira, Ensenada y Manzanillo, para el horizonte de estudio.

Cabe señalar que, Altamira y Ensenada se encuentran en operación comercial y paulatinamente se acercarán a la capacidad programada y permitida de regasificación de GNL que les otorgó la CRE. La terminal de GNL de Altamira se encuentra funcionando desde septiembre de 2006 cuando inició su operación comercial y en 2007 alcanzó la mitad de su capacidad de regasificación. De esta manera, se planea que al cierre de 2008 llegue a un volumen de 470 mmpcd para alcanzar su capacidad máxima permitida de 500 mmpcd en 2010. De acuerdo a lo planeado por la CFE, esta terminal seguirá abasteciendo el suministro de gas de las centrales Altamira V, Tamazunchale I, Tuxpan II y V, además se espera que la central Valle de México II reciba gas a partir de 2013.

El proyecto Energía Costa Azul ubicado en Ensenada, Baja California, inició importaciones en abril de 2008, cuando se hicieron las pruebas de arranque y enfriamiento de la terminal. La construcción representó una inversión aproximada de 875 millones de dólares y posee una capacidad de regasificación de 1,000 mmpcd y en julio de 2008 comenzó operaciones comerciales. El gas procesado por esta terminal será utilizado por plantas generadoras de electricidad y diversas industrias del Estado de Baja California a través de un nuevo gasoducto de 72.42 kilómetros (45 millas) que se interconecta con los ya existentes en el área (Gasoducto Bajanorte). Si bien, el dueño de la terminal es Sempra Energy, la mitad de la capacidad está

reservada por Shell, quien se prevé suministrará gas a una planta de ciclo combinado de un exportador de electricidad de la región y el resto lo comercializará en los estados de California y Arizona.

La última terminal de GNL se instalará en Manzanillo, Colima a partir de 2011. Este proyecto es liderado por la CFE y promediará un consumo de 90 mmpcd en el primer año hasta alcanzar 500 mmpcd en 2017. El gas será destinado principalmente a abastecer los requerimientos de centrales de generación que se planean repotenciar en Manzanillo, y dos ciclos combinados que se ubicarán en el Occidente del país en 2014 y 2015, además de enviar suministro a dos centrales en Guanajuato.

Conclusiones

En el capítulo se pudo observar como es el procesamiento de gas natural en el país y que plantas se encargan de dicha labor, los famosos CPG's.

También se pudo describir el funcionamiento de los CPG's y los componentes que tienen estas complejos como son: endulzadoras, criogénicas y fraccionadoras principalmente.

Por otro lado se mostró los proyectos que se tienen contemplados el país para suplir la demanda de gas natural en el futuro como son: la construcción de nuevas plantas criogénicas en Poza Rica Ver, exploración en la cuenca de burgos, la operación de la nueva Regasificadora de Ensenada, etc.

CAPÍTULO 4

4. Escenarios de abasto energético en el procesamiento de gas natural en Pemex al 2016 en base a su potencial de cogeneración

Introducción

La cogeneración se define como la producción de dos o más energías a partir de una misma fuente de energía primaria, como por ejemplo eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas a partir de gas natural; la producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos productivos; o la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos productivos. La ventaja comparativa de la cogeneración, respecto a los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica, radica en su alta eficiencia de conversión de energía, ya que a partir de una misma fuente se puede producir de forma secuencial, electricidad y calor útil para los procesos de que se trate, lo cual se refleja en ahorro de combustible y por consiguiente, en una disminución de emisiones contaminantes.

En este capítulo se continuará con el estudio de los C.P.G's en cuanto a sus requerimientos energéticos se refiere (vapor y electricidad) y al final se hace un estudio de la potencialidad de los esquemas de cogeneración en este tipo de plantas, también haciendo una comparación con otro tipo de plantas que tiene PEMEX como son: Refinerías y CPQ (Complejos Petroquímicos).

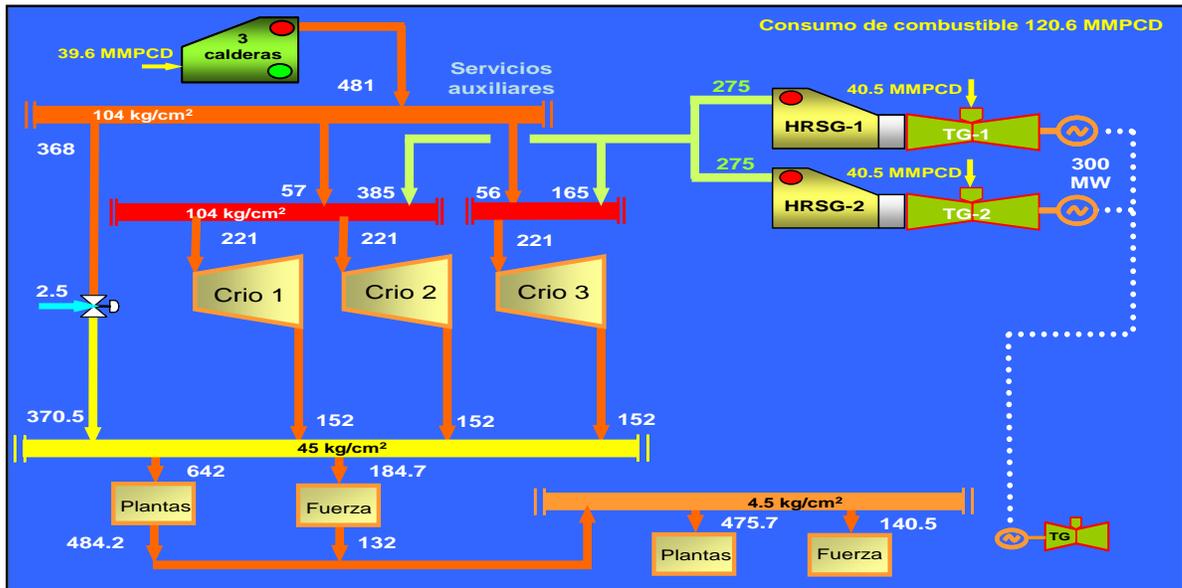
4.1. Consumo de energía térmica en complejos procesadores de gas

Para la explicación del proceso de cogeneración se hará mención de la planta de cogeneración que se va a construir en el C.PG. De Nuevo PEMEX así como sus datos históricos.

Esta planta suministra entre 300 y 335 MW para entregar a las tres plantas criogénicas del CPG Nuevo Pemex en condiciones de sitio entre 550-580 ton/h de vapor de alta presión. Además, la planta proporciona. En el caso de que la planta cuente con dos turbogeneradores, cada uno podría suministrar entre 150 y 167.5 MW al 100% de su capacidad en condiciones normales de operación. De la carga máxima (300 y 333 MW), 40 MW se consumirán en el CPG y el resto será enviado mediante porteo a otros Centros de Trabajo, instalaciones y edificios de Petróleos Mexicanos. En la Figura 4.1, se muestra esquema de la integración de la planta de cogeneración.

Figura 4.1

Esquema de integración de la planta de cogeneración



Fuente: <http://www.pemex.com>

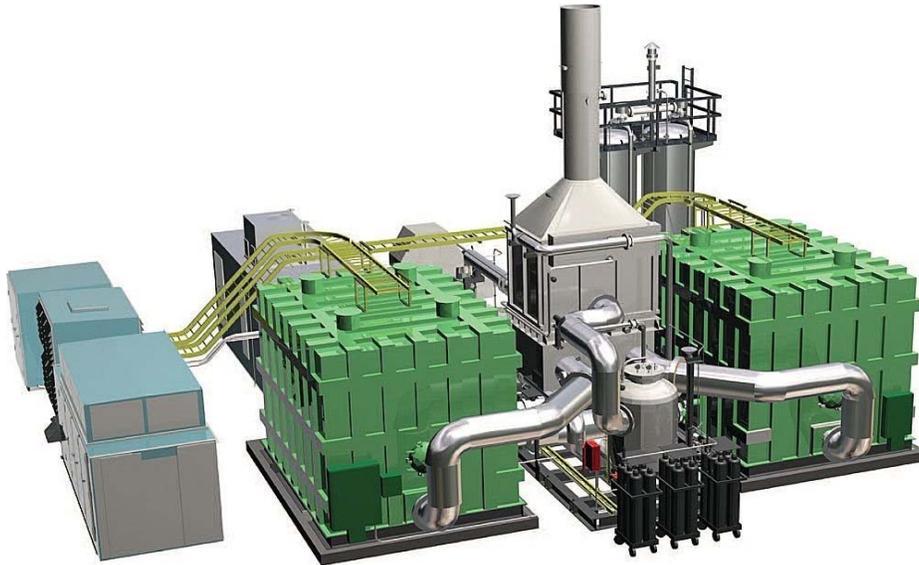
Los recuperadores de calor suministran entre 550 y 580 ton/h de vapor de alta presión, en condiciones normales de operación (entre 275 y 290 ton/h por cada uno de los recuperadores sin fuego suplementario). El vapor de alta presión se incorpora a los cabezales de alimentación de las 3 plantas criogénicas del CPG Nuevo Pemex, con las condiciones de 104 kg/cm² manométricos y 444 °C. Los dos recuperadores de calor tendrán la opción de utilizar fuego suplementario para garantizar una entrega de 800 t/h (400 t/h cada uno), aumentando con esto la flexibilidad del sistema al operar en forma conjunta con los generadores de vapor existentes.

Los recuperadores de calor son del tipo horizontal con chimenea y mampara para el desvío de los gases en caso de no requerirse la generación de vapor. En la Figura 4.2, se muestra un esquema de recuperador de calor

típico, donde del lado izquierdo se observa la interconexión a la turbina de gas, la chimenea auxiliar para el desvío de gases a la entrada del recuperador de calor.

Figura 4.2

Arreglo típico de un recuperador de calor con chimenea auxiliar



Fuente: <http://www.pemex.com>

La tabla 4.1 muestra las demandas de energía térmica de este complejo, como se puede apreciar el procesamiento de gas se ha ido incrementando considerablemente durante diez años y por lo tanto también el consumo de energía térmica, al final del capítulo se presentara todos los compuestos existentes en la república mexicana.

Tabla 4.1

Consumo histórico de energía térmica del CPG Nuevo Pemex Tabasco

Año	MWt
1997	435
1998	435
1999	545
2000	544
2001	536
2002	474
2003	508
2004	502
2005	514
2006	494
2007	495

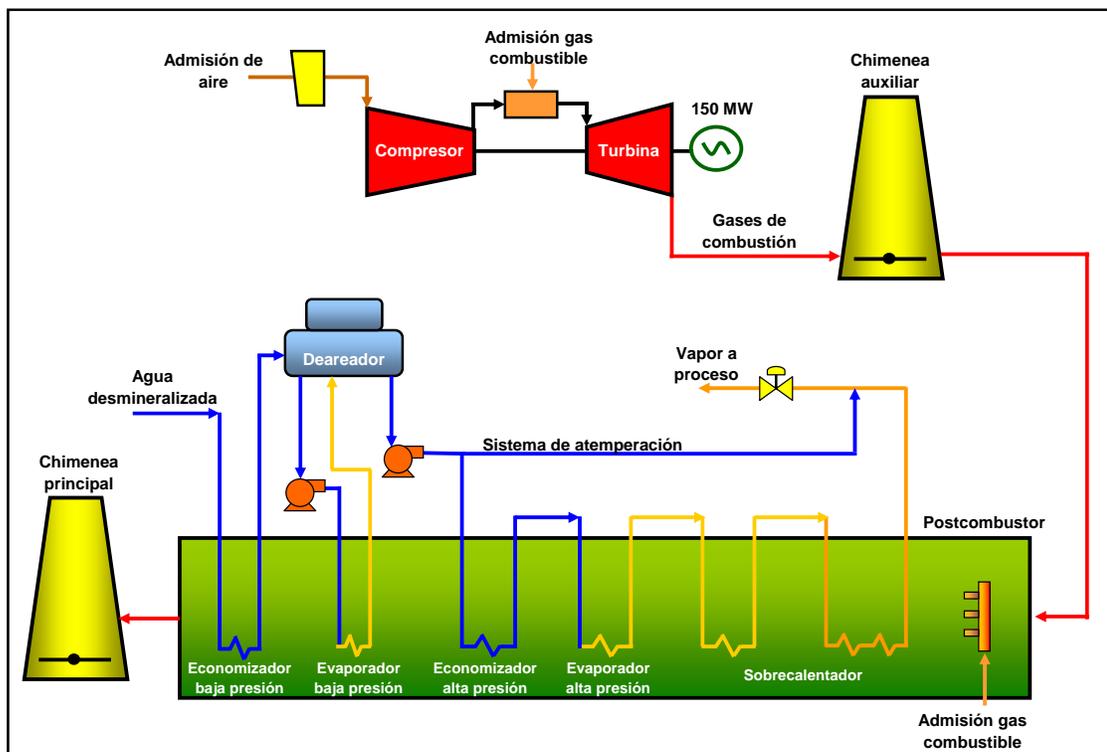
Fuente: <http://www.pemex.com>

4.2 Consumo de energía eléctrica en complejos procesadores de gas

Los turbogeneradores de gas consumen gas natural del troncal de 70 kg/cm². Estos generarán entre 300 y 335 MW de energía eléctrica neta. El desfogue de las turbinas de gas se conectan a recuperadores de calor para aprovechar la energía de los gases de combustión. Las turbinas de gas incluyen cada una su filtro de aire y quemadores de bajo NOx.

La planta de cogeneración debe incluir al menos los equipos mostrados en la Figura 4.3, para cada uno de los trenes.

Figura 4.3
Equipos principales de la planta de cogeneración para cada tren



Fuente: <http://www.pemex.com>

En la tabla 4.2 se muestran los consumos de energía eléctrica de este complejo, con esto el lector se puede dar una idea de cómo se va incrementando la producción de gas natural y sus consumos tanto energéticos, todo esto se va a retomar, como se dijo anteriormente, incluyendo todos los complejos del país.

Tabla 4.2
Consumo histórico de energía eléctrica del CPG Nuevo Pemex Tabasco

Año	MWe
1997	35
1998	35
1999	44
2000	44
2001	42
2002	38
2003	41
2004	40
2005	41
2006	39
2007	40

Fuente: <http://www.pemex.com>

4.3. Potencialidad de esquemas de cogeneración en las instalaciones procesadoras de gas.

Dos de los objetivos de Pemex es disminuir el consumo de combustible para la producción de vapor de proceso y la generación de energía eléctrica así como el exceso de electricidad será transferida hacia otras instalaciones de Pemex a través de la red nacional de electricidad.

Para cumplir con estos objetivos PEMEX ha optado por implementar sistemas de cogeneración ya que estos han demostrado ser benéficos para el usuario (reducen la facturación eléctrica, aprovechan energía que de otra forma se desperdiciaría, y controlan el suministro y calidad de la energía), para las compañías suministradoras de electricidad representan menores cargas a la red de transmisión y distribución y para el país menores presiones presupuestales, uso eficiente de los recursos naturales y menores emisiones al medio ambiente.

El esquema más viable para este propósito es el de turbina de gas con poscombustión-recuperador de calor generador de calor (HRSG por sus siglas en inglés) por ser más eficiente (ver cuadro 4.1).

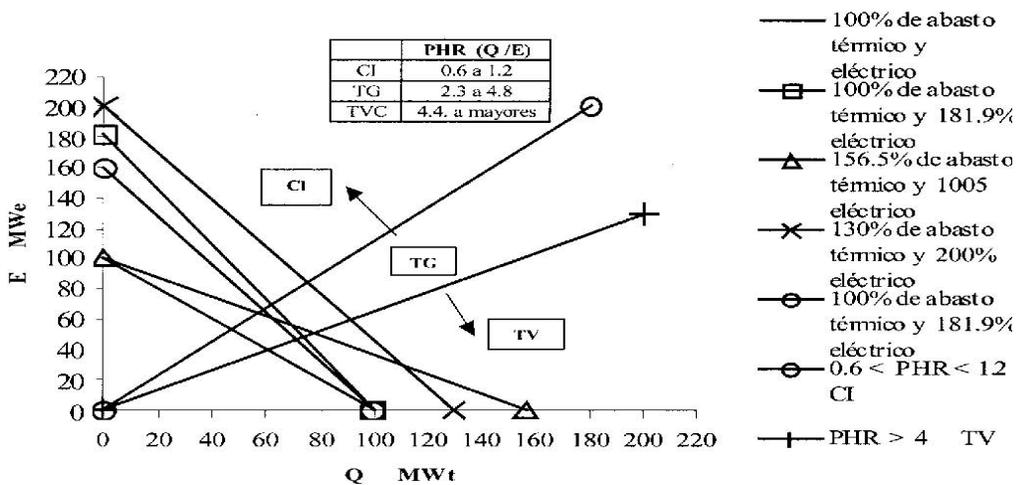
Cuadro 4.1
Esquemas de cogeneración y costo medio comercial

Esquema	Eficiencia global (%)	Costo medio comercial instalado (dólares/kW)
TV-Condensador	30	1 500
TV-E-C	60	1 200
TV-CP	83	1 000
TG-CPC-HRSG	86	1 150
TG-SPC-HRSG	70	950

TV-E-C: turbina de vapor con extracción y condensador
 TV-CP: turbina de vapor a contra presión
 TG-CPC-RCGV: turbina de gas con poscombustión-recuperador de calor generador de vapor (HRSG, por sus siglas en inglés)
 TG-SPC-RCGV: turbina de gas sin poscombustión-recuperador de calor generador de vapor
 CI: la tecnología de combustión interna, por su baja relación calor electricidad, tiene nulas posibilidades de aplicación para este caso.
 Fuente: "CLAROSCUROS EN LA GESTIÓN DE LA POTENCIALIDAD DE LA COGENERACIÓN EN LAS INSTALACIONES DE PEMEX" Dr. Gabriel León de los Santos.

En cuanto a la energía térmica la tecnología de turbina de vapor ofrece las mejores posibilidades técnicas y, por el contrario, la de combustión interna brinda poca generación de energía térmica. Queda la turbina de gas en posición intermedia, pero ello puede modificarse con la adición de la poscombustión, con lo cual cubriría aplicaciones que caen dentro de la turbina de vapor (ver Gráfica 4.1).

Gráfica 4.1
Abaco de Cogeneración



Fuente: "CLAROSCUROS EN LA GESTIÓN DE LA POTENCIALIDAD DE LA COGENERACIÓN EN LAS INSTALACIONES DE PEMEX" Dr. Gabriel León de los Santos.

A continuación se realiza una estimación de los potenciales de cogeneración en los complejos procesadores de gas, en base al siguiente procedimiento y al igual como se ha seguido haciendo durante el capítulo se utilizan los datos del CPG de Nuevo Pemex Tabasco.

Para el Complejo procesador de gas de Nuevo Pemex
El complejo demanda una cantidad de energía eléctrica de

$$E=40MWe$$

Así mismo el complejo demanda una cantidad de vapor de

$$Q=580 \text{ Ton/h}$$

A unas condiciones de:

$$\begin{array}{ll} (104 \text{ kg/cm}^2, 444^\circ\text{C}) & h_2=3240 \text{ KJ/Kg} \\ Y (1 \text{ kg/cm}^2, 40^\circ\text{C}) & h_1=167.57 \text{ KJ/Kg} \end{array}$$

Con estos datos se establece la demanda térmica en MWt de:

$$Q = \left(580 \text{ K} \frac{\text{Kg}}{\text{h}} \right) \left(\frac{\text{h}}{3600 \text{ s}} \right) \left(3240 - 167.57 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \right) = 495 \frac{\text{MJ}}{\text{s}} = 495 \text{ MWt}$$

Por lo que la relación calor electricidad queda como:

$$Q = \frac{495}{40} = 12.37$$

Y verificando en la gráfica 4.1 el esquema más viable es T.V o T.G

- Potencialidad con T.V (Turbina de Vapor).

Los procesos del complejo procesador de gas requieren del vapor de proceso a 104 kg/cm² y 444°C, por lo que el esquema de cogeneración con T.V. debe proveer estas condiciones. Por tal razón una turbina a contra presión sería poco viable, dada la presión alta requerida.

Extracciones pudiera ser una alternativa; pero implica una caldera de vapor de casi 3000 psi y 1050 °F para a partir de ahí hacer una expansión hasta los 104 kg/cm² y 444°C, lo cual ocasionaría condiciones críticas de vapor y por tal razón no se piensa en esta opción, dado el calor muy alto de la caldera.

- Potencial con T.G. (Turbina de Gas)

Dada la relación Q/E y la ubicación del complejo, una turbina de gas con recuperador de calor o un CCGT en cogeneración resultará con nuevas posibilidades de aplicación.

Un T.G. de 40 MWe sin poscombustión podría generar alrededor de 60MWt; con esto se cubriría el (60/495) 12% de la demanda térmica lo cual resulta muy bueno, pero el esquema requiere de generar el 88% del vapor de otra forma, por lo cual se requiere postcombustion así el vapor adicional se genera con una eficiencia del 86% (HRSG). Por lo que el esquema de cogeneración deberá buscar generar vapor con energía recuperada y con esto tener el abasto del 100% de energía térmica y tener excedentes eléctricos.

Este esquema podrá aprovechar el 100% de Q y generar 332 Mwe; y tendrá 495 MWt; de los cuales 292 MWe son excedentes eléctricos disponibles para porteo o ventas a CFE.

Para el estudio de la tesis, se analizaron los 10 complejos procesadores de gas que tiene actualmente PEMEX y usando el procedimiento anterior se obtuvo la siguiente tabla:

Tabla 4.3
Potenciales de cogeneración 2007

Potencial				
Complejo	MWe	MWt	EXC MWe	Exc MWt
Complejo	65.5	80.39	31.5	0
La venta	22.2	27.25	0	4.95
C.D. Pemex	79	96	20	0
Burgos	13	16.5	7	0
Coatzacoalcos	119	146	42	0
Poza Rica	74	90	26	0
Arenque	3	3	1.5	0
Matapionche	4.6	5.6	1.6	0
Nuevo Pemex	332	495	292	435
Reynosa	11	14	4	0
Total	724	976	425	439

Fuente: elaboración propia con datos de Pemex en el 2007

También se ocupó el software de simulación thermoflow para corroborar los datos obtenidos en la tabla, y como se puede observar en la figura 4.4 Los datos de MWe y MWt del CPG de Nuevo Pemex son muy parecidos lo cual nos comprueba los resultados calculados anteriormente.

Este software se usó también para los demás complejos con el mismo propósito y los resultados no variaron mucho.

encuentran en un lugar estratégico para la distribución y almacenamiento de gas para industria petrolera.

4.4. Proyecciones de requerimientos de energía eléctrica asociados al procesamiento de gas natural en PEMEX al 2016.

En el ciclo prospectivo 2007-2017 se estima un crecimiento menos dinámico en la demanda interna de gas natural respecto al periodo histórico. Mientras que en la última década la demanda nacional creció a 6.4%, hacia el futuro se estima que se incrementará 3.0%.

Aún así, el crecimiento de la demanda de gas natural será sin duda uno de los de mayor dinamismo en el mercado de energéticos nacionales. De esta manera para 2017, la demanda estimada de gas natural alcanzará un volumen de 9,374 mmpcd. En el futuro la mayor parte del crecimiento en la demanda de gas natural provendrá del sector eléctrico, equivalente en volumen a 1,420 mmpcd. Los sectores petrolero e industrial le seguirán en importancia, presentando crecimientos de 667 y 221 mmpcd, respectivamente, entre 2007 y 2017. Es importante destacar que los sectores de menor participación en el consumo presentarán gran dinamismo en su demanda durante la década. El sector residencial, de servicios y autotransporte crecerán en su demanda a una tasa media de crecimiento anual de 6.0%, 5.1% y 15.3%, respectivamente en el periodo de análisis. En el caso de los primeros, se debe a que ante las expectativas de una expansión del sistema de gasoductos es posible que se desarrollen nuevas zonas de distribución, mientras que en el sector transporte hay expectativas de un fuerte impulso a incrementar el parque vehicular a GNC en las grandes ciudades.

Por el lado de la oferta nacional, ésta crecerá a un ritmo de 1.9% en el periodo 2007-2017, de tal manera que llegará a una producción de gas seco de 7,289 mmpcd en el último año. Cabe señalar que, la producción aguas arriba provendrá de proyectos en cuencas terrestres y un incremento en las actividades tanto en aguas someras, la expectativa del desarrollo en aguas profundas, mediante el proyecto de Lackach con el que PEP está planeando incorporar producción en 2013, al tiempo que se continúa con los proyectos de explotación en Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligerio Marino, Burgos y Veracruz; además, de la intensa actividad en Chicontepec. De esa producción aguas arriba, PEP requerirá 1,318 mmpcd en 2017 que utilizará para sus operaciones y en bombeo neumático en pozos petroleros.

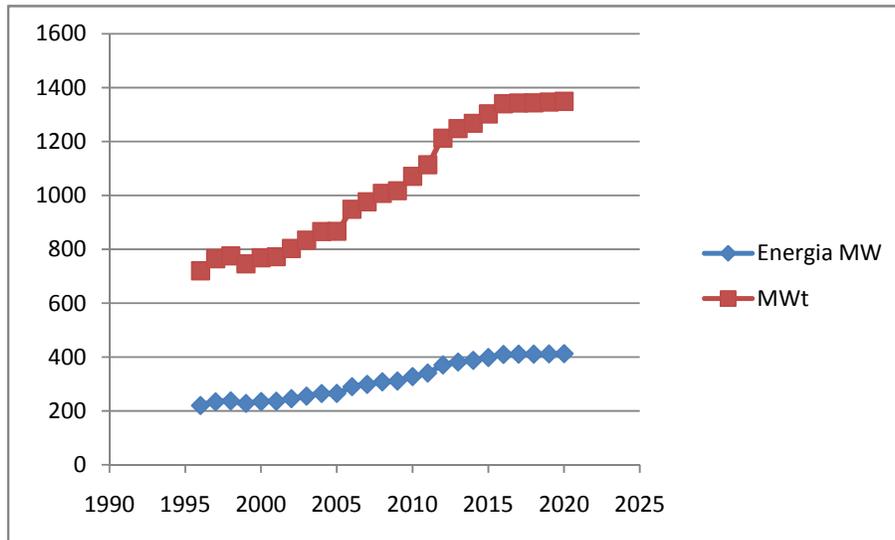
Tabla 4.4
Cálculo de proyecciones energéticas

Año	Procesamiento de Gas (MMPCPD)	Energía (MW)
1996	2615	220
1997	2779	233
1998	2816	237
1999	2709	228
2000	2791	234
2001	2804	236
2002	2916	245
2003	3029	254
2004	3144	264
2005	3147	265
2006	3445	290
2007	3546	298
2008	3658	307
2009	3894	310
2010	3889	327
2011	4045	340
2012	4403	370
2013	4532	381
2014	4604	387
2015	4730	398
2016	4868	409
2017	4878	410
2018	4880	411
2019	4890	411
2020	4900	412

Fuente: elaboración propia con datos de Pemex en el 2007

Cabe aclarar que para el estudio de las proyecciones de energía se utilizaron los datos de Pemex de procesamiento de gas natural en los complejos procesadores de gas, no se incluyen las plataformas petroleras porque queda fuera del alcance de la tesis (ver Anexo C para una idea sobre las corrientes de gas en las plataformas).

Gráfica 4.2
Gráfica de proyecciones energéticas al 2020



Fuente: elaboración propia

En la gráfica 4.2 se ve un incremento de casi el 100% en el consumo de energía a partir de 1997 y su proyección al 2020.

4.5. Escenarios de oferta y demanda con cogeneración

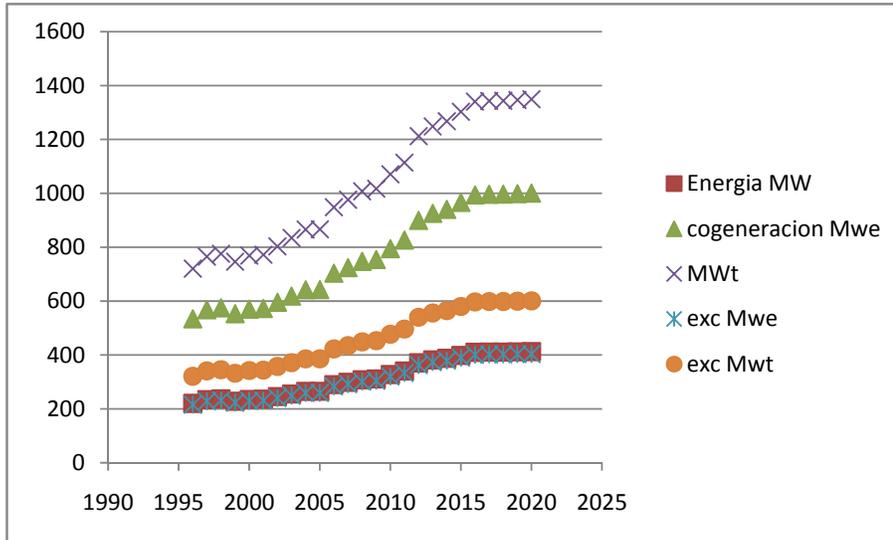
Para los cálculos de oferta y demanda con cogeneración se utilizan los datos de la tabla 4.3 y 4.4, basados en los datos de PEMEX en el 2007.

Tabla 4.5
Estimación de la demanda y proyección de abasto mediante cogeneración al 2020

Año	Procesamiento de Gas (MMPCPD)	Energía MW	Cogeneración MWe	Cogeneración MWt	Exc MWe	Exc MWt
1996	2.615	220	534	720	215	320
1997	2779	233	567	765	228	340
1998	2816	237	575	775	231	345
1999	2709	228	553	746	223	332
2000	2791	234	570	768	229	342
2001	2804	236	572	772	230	343
2002	2916	245	595	803	240	357
2003	3029	254	618	834	249	371
2004	3144	264	642	865	258	385
2005	3147	265	643	866	259	386
2006	3445	290	703	948	283	422
2007	3546	298	724	976	292	435
2008	3658	307	747	1007	301	448
2009	3694	310	754	1017	304	453
2010	3889	327	794	1070	320	477
2011	4045	340	826	1113	333	496
2012	4403	370	899	1212	362	540
2013	4532	381	925	1248	373	555
2014	4604	387	940	1267	379	564
2015	4730	398	966	1302	389	580
2016	4868	409	994	1340	400	597
2017	4878	410	996	1343	401	598
2018	4880	411	997	1344	402	599
2019	4890	412	999	1346	403	599
2020	4900	412	1000	1349	404	601

Fuente: elaboración propia

Grafica 4.3
Gráfica de proyecciones con cogeneración

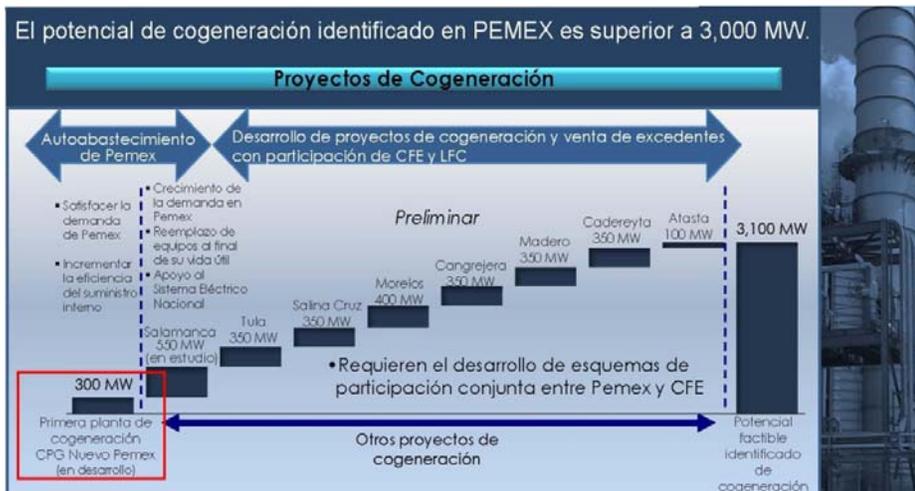


Fuente: elaboración propia

En la gráfica 4.3 se muestran los datos de la tabla 4.5 en forma de gráfica, resaltando el crecimiento en las curvas a partir del 2010 y con esto se puede ver que el potencial de cogeneración de los complejos procesadores de gas es más de 1000MWe y de 1349 MWt lo cual esta energía se puede aprovechar no sólo por el complejo sino también para plantas en los alrededores.

Actualmente en PEMEX se ha identificado un potencial eléctrico superior a 3000 MWe (Ver Figura 4.5), pero se han analizado solamente refinerías y complejos petroquímicos, aparte se han considerando otras tecnologías como el uso de coque.

Figura 4.5
El potencial de cogeneración en PEMEX



Conclusiones

Como se pudo observar se estima un incremento de energía eléctrica de casi el 100% en el procesamiento de gas en nuestro país, por lo que PEMEX tiene que suplir esta demanda de energía de una manera eficiente y barata. La mejor forma en la que se puede lograr estos objetivos es usando el esquema de cogeneración HRSG en los CPG's , ya que presenta una eficiencia del 86%.

Los CPG's se tienen un potencial de más de 1000MWe usando el esquema de cogeneración HRSG, este potencial lo debe aprovechar PEMEX en el futuro, no sólo para suplir las demandas energéticas de todas sus plantas, sino también puede ser una muy buena fuente de ingresos económicos para la paraestatal si vende los excedentes de energía eléctrica a CFE.

En la actualidad PEMEX ha empezado con los proyectos de cogeneración, pero esta paraestatal debe invertir más en estos esquemas si quiere ser una empresa más eficiente y competitiva a nivel internacional en un futuro.

Conclusiones Generales

El gas natural es un combustible el cual presenta muchas ventajas de uso que otros combustibles, es menos contaminante que el carbón y el combustóleo; y es más barato que el diesel. Estas ventajas las debe aprovechar PEMEX ya que este combustible, por políticas internas del país, no ha sido explotado de manera eficiente, ya que varios yacimientos en el país no se están explotando y otros apenas se esta aprovechando una parte de ellos.

Hoy en día el Gobierno federal esta viendo todas las ventajas que tiene el gas natural para generar energía eléctrica, y por tal motivo se han comenzado acciones para sustituir insumos de generación de energía eléctrica, sustituyendo el combustóleo por gas natural, lo cual lleva un incremento considerable en el uso del gas natural en el futuro para este sector y por consecuencia el procesamiento de gas natural va incrementar considerablemente su demanda energética, las formas más eficiente de suplir esta demanda son:

- El uso de gas natural como insumo, ya que es un combustible que se tiene a la mano en los Complejos Procesadores de Gas.
- Generando la energía eléctrica dentro del complejo, ya que con esto se reducen las pérdidas que tiene la transmisión y la distribución de la energía eléctrica.

La energía eléctrica y la energía térmica son dos insumos muy importantes en plantas industriales de PEMEX, al cogenerarlas se presentan muchas ventajas económicas y ambientales, por tal motivo es mejor usar un esquema de cogeneración en los Complejos Procesadores de Gas, ya que estos insumos se encuentran disponibles dentro del complejo y por lo descrito en este trabajo hay que aprovecharlos de manera eficiente.

Con los procedimientos usados en este trabajo se demuestra que la forma más eficiente de aprovechar estos insumos en los Complejos Procesadores de Gas es el esquema de cogeneración HRSG, el cual tiene una eficiencia del 86%.

Además este trabajo pudo demostrar que en los Complejos Procesadores de Gas de PEMEX se tiene un potencial de cogeneración muy grande (alrededor de 1000MWe y 1349 MWt) y que hoy en día se esta desperdiciando, por lo que PEMEX debe de invertir en este esquema en el futuro, ya que con el esquema de cogeneración HRSG se pueden suplir las necesidades energéticas de los Complejos Procesadores de Gas en el los años siguientes y también pueden ser una buena forma de ingresos económicos para la paraestatal, ya que se puede vender los excedentes de energía eléctrica a CFE.

ÍNDICE DE GRÁFICAS

	Pag.
• Gráfica 1.1 Comercio internacional de gas natural 1997-2007	10
• Gráfica 1.2 Emisiones mundiales de bióxido de carbono Provenientes del gas natural por país, 2006	16
• Gráfica 1.3 Producción Mundial de gas seco, 2007	19
• Gráfica 2.1 Precio promedio nacional al público de gas natural Antes del iva por sector 1998-2007	41
• Gráfica 2.2 Importaciones de gas natural licuado por país De origen, 2007	43
• Gráfica 4.1 Ábaco de cogeneración	79
• Gráfica 4.2 Proyecciones energéticas al 2020	85
• Gráfica 4.3 Proyecciones con cogeneración al 2020	87

ÍNDICE DE TABLAS

	Pag.
• Cuadro 1.1 Producción Mundial de gas natural por región 2005-2020	17
• Cuadro 2.1 Demanda nacional de combustible en el sector Público, 1997-2007	25
• Cuadro 2.2 Reservas probadas de gas seco por región 1999-2008	34
• Cuadro 2.3 Oferta de gas natural, 1997-2007	37
• Cuadro 2.4 Estaciones de Compresión de gas natural 2007	39
• Cuadro 3.1 Producción promedio de CPG Nuevo Pemex 2006	66
• Tabla 4.1 Consumo histórico de energía Térmica del CPG Nuevo Pemex Tabasco	76
• Tabla 4.2 Consumo histórico de energía Eléctrica del CPG Nuevo Pemex Tabasco	78
• Cuadro 4.1 Esquemas de cogeneración y costo medio	79
• Tabla 4.3 Potenciales de cogeneración 2007	81
• Tabla 4.4 Cálculo de proyecciones eléctricas	84
• Tabla 4.5 Cálculo de proyecciones energéticas	86

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pag.
• Mapa 1.1 Terminales de regasificación de GNL existentes el 2007	12
• Mapa 2.1 Regionalización del mercado de gas natural 30	
• Figura 3.1 Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	46
• Figura 3.2 Proceso de Endulzamiento	49
• Figura 3.3 Endulzamiento de Líquidos	52
• Figura 3.4 Proceso de Criogenización	54
• Figura 3.5 Proceso de Fraccionamiento	59
• Figura 3.6 Localización del CPG Nuevo Pemex	66
• Figura 3.7 Distribución de Plantas del CPG Nuevo Pemex	67
• Figura 4.1 Esquema de integración de la planta de Cogeneración	75
• Figura 4.2 Arreglo típico de un recuperador de calor Con chimenea auxiliar	76
• Figura 4.3 Equipos principales de la planta de Cogeneración para cada tren	77
• Figura 4.4 Simulación en Thermoflow 82	
• Figura 4.5 Estimación de la demanda y proyección de abasto Mediante cogeneración al 2020	86

Anexos

A. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LAS OBRAS ASOCIADAS A LA PLANTA DE COGENERACIÓN DEL CPG NUEVO PEMEX

La instalación de una planta de cogeneración requiere la realización de otras obras asociadas para su operación confiable. En la Figura A.1 se muestra la localización de dichas obras en el CPG Nuevo Pemex.

Figura A.1

Localización de obras asociadas a la planta de cogeneración

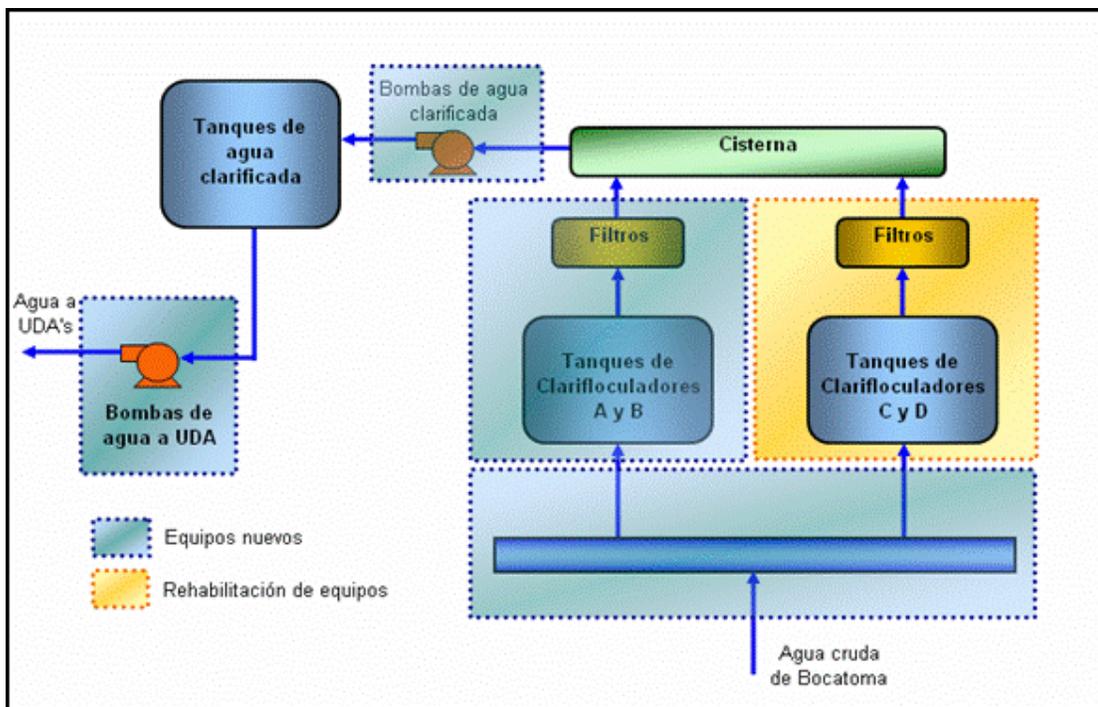


Fuente: <http://www.pemex.com>

- Planta de Pretratamiento de agua

Para pretratar el agua cruda procedente del Río Mezcalapa y de pozos que se utiliza en el CPG Nuevo Pemex se utiliza un sistema que consiste de dos clarifloculadores, sus filtros de arena por cada dos clarifloculadores, una cisterna y bombas para el envío del agua clarificada al tanque de almacenamiento correspondiente. De este tanque se toma el agua para alimentar la Unidad Desmineralizadora de Agua, que a su vez se utiliza para suministrar el agua que se utiliza en generadores de vapor.

Figura A.2
Planta de Pretratamiento de Agua



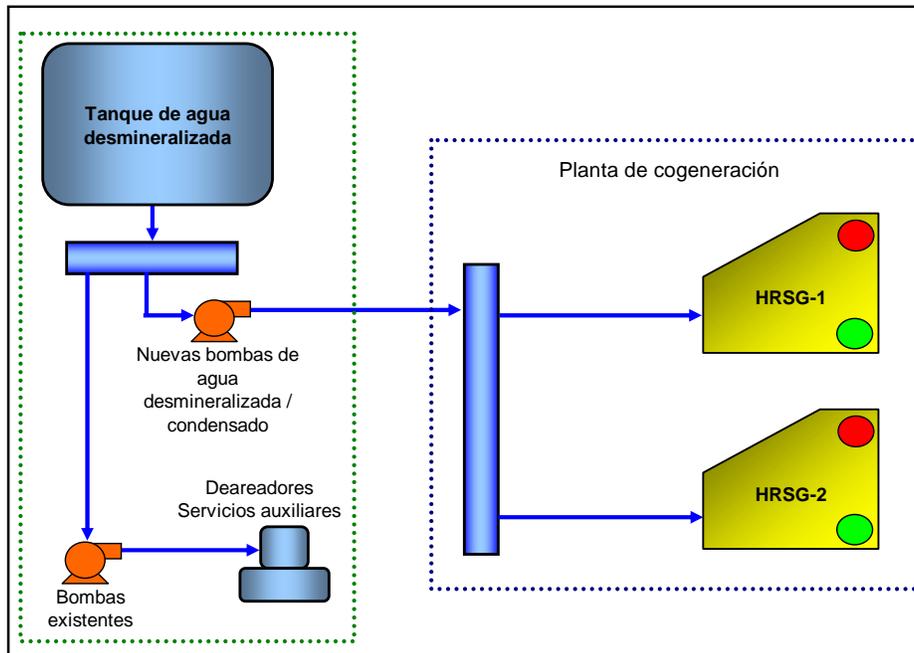
Fuente: <http://www.pemex.com>

- Sistema de bombeo de agua a Planta de Cogeneración

Estas bombas suministran el agua desmineralizada/condensado para la planta de cogeneración a una presión de 3.5 kg/cm^2 a la entrada de los deareadores de los recuperadores de calor. Se instalan cuatro bombas con accionamiento eléctrico, dos en operación normal y dos de respaldo. El cabezal de estas bombas se interconecta con el existente en las bombas de alimentación de los deareadores de las calderas de alta presión. En la Figura A.3, se muestra un esquema del sistema de bombeo de agua a la Planta de Cogeneración.

Figura A.3

Sistema de bombeo de agua a Planta de Cogeneración

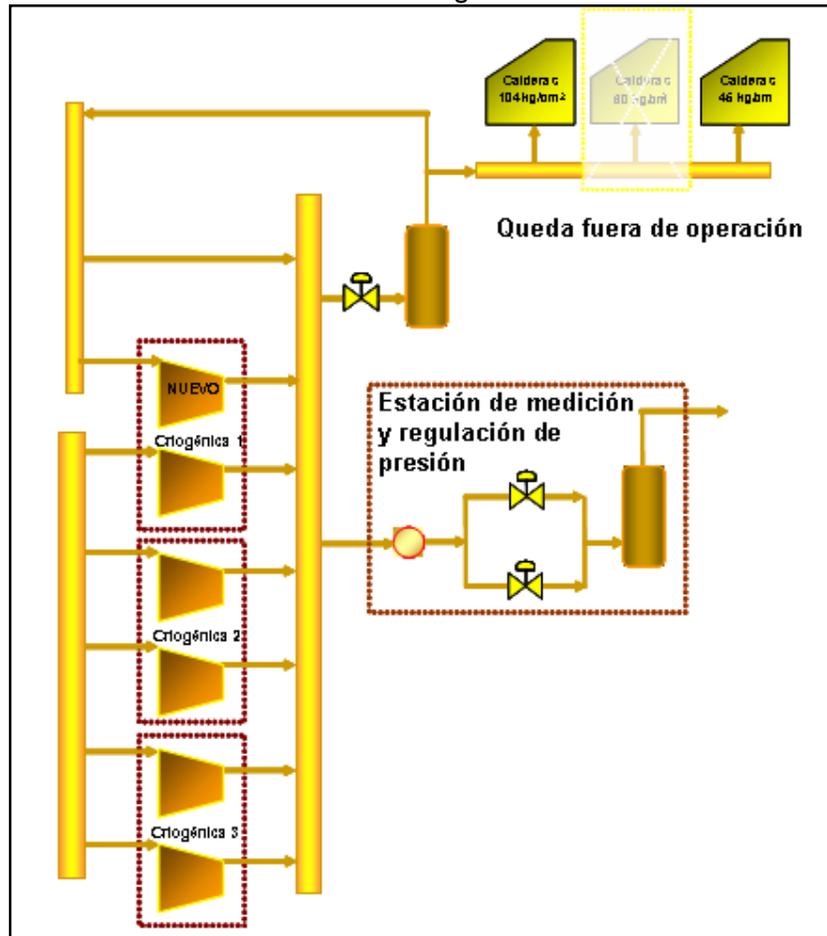


Fuente: <http://www.pemex.com>

- Sistema de compresión de gas combustible

Este sistema permite comprimir el gas natural que se deja de utilizar en los generadores de vapor existentes en Servicios Auxiliares del CPG Nuevo Pemex, al entrar en operación la planta de cogeneración, para integrarlo al cabezal de gas natural de alta presión (70 kg/cm^2), evitando así enviar al desfogue el gas combustible rechazado. La compresión se realiza por medio de un compresor con accionamiento eléctrico y está ubicado en la Planta Criogénica 1 con una capacidad de 60 MMPCD. En la Figura A.4, se muestra un diagrama de dicho compresor a las instalaciones existentes.

Figura A.4
Planta Criogénica



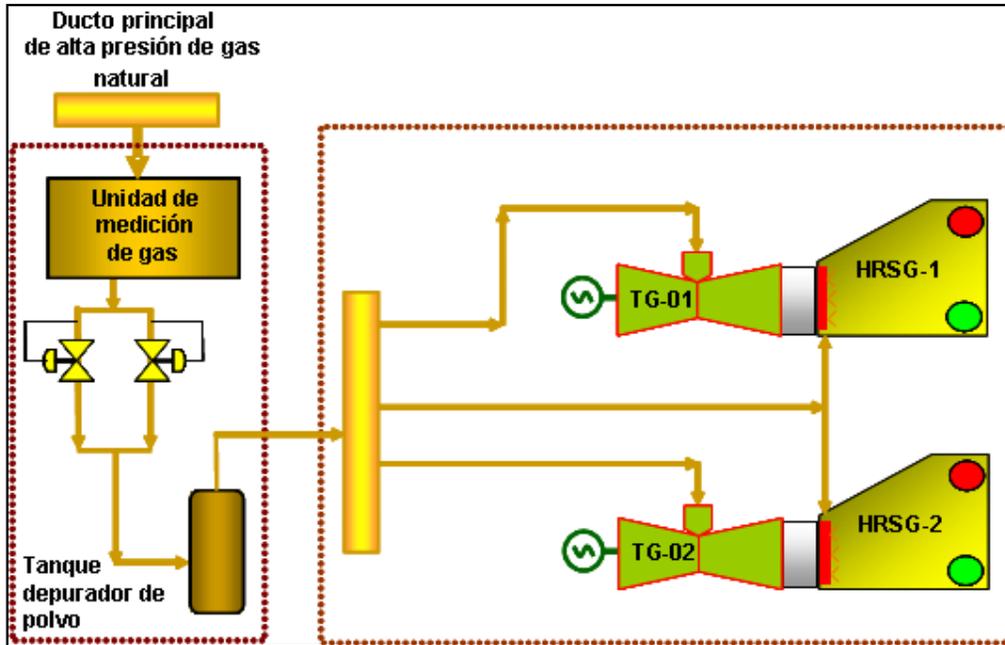
Fuente: <http://www.pemex.com>

- Estación de regulación y medición de gas

Esta estación de regulación y medición permite reducir la presión del gas natural desde el cabezal de alta presión de 70 kg/cm² del CPG Nuevo Pemex hasta la presión requerida en la entrada a los quemadores de las turbinas de gas de la planta de cogeneración (26 kg/cm² manométricos o la requerida conforme a las máquinas seleccionadas). La estación de regulación incluye un medidor y un tanque depurador de polvo para poder manejar como máximo 100 MMPCD de gas. También incluye los elementos para reducir la presión a las condiciones que se requieran en los turbogeneradores de gas de la planta de cogeneración. En la Figura A.5, se muestra un diagrama de la estación de regulación y medición de gas.

Figura A.5

Diagrama de la estación de regulación y medición de gas



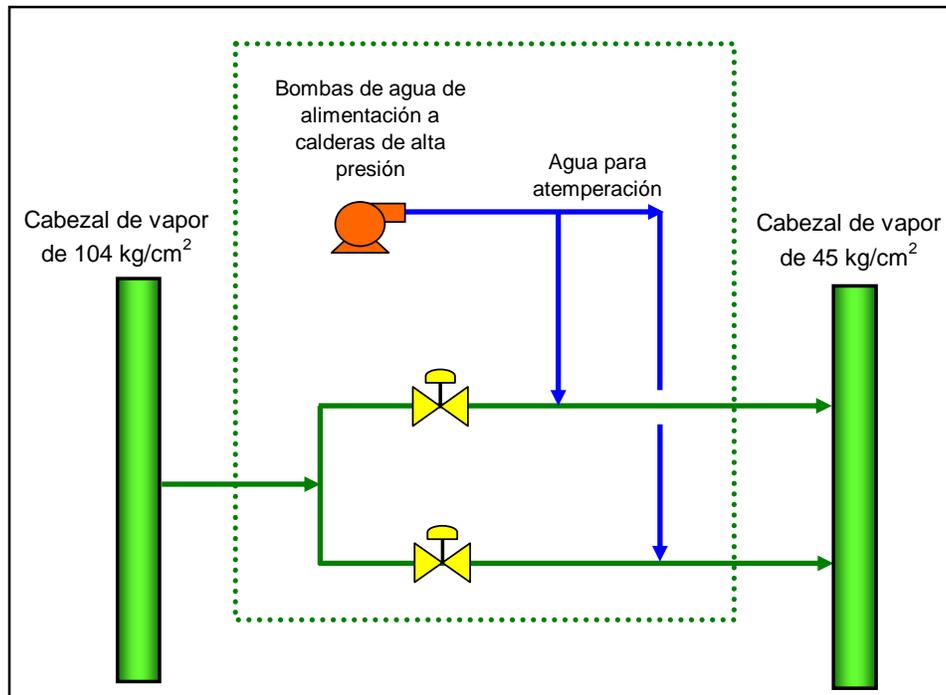
Fuente: <http://www.pemex.com>

- Estación de acondicionamiento de vapor

La estación de acondicionamiento de vapor reduce la presión de 104 kg/cm^2 a 45 kg/cm^2 con una capacidad de 350 ton/h , sirve para complementar el suministro al sistema de accionamiento motriz de las plantas de proceso del CPG Nuevo Pemex y, proporcionar mayor flexibilidad operativa al sistema existente. Esta estación reductora está ubicada en el área de acondicionamiento de vapor (planta baja del área de deareadores) en Servicios Auxiliares y su control se llevará a cabo en la misma área. En la Figura A.6, se muestra un diagrama de la estación reductora de presión de vapor.

Figura A.6

Diagrama de la estación reductora de presión de vapor



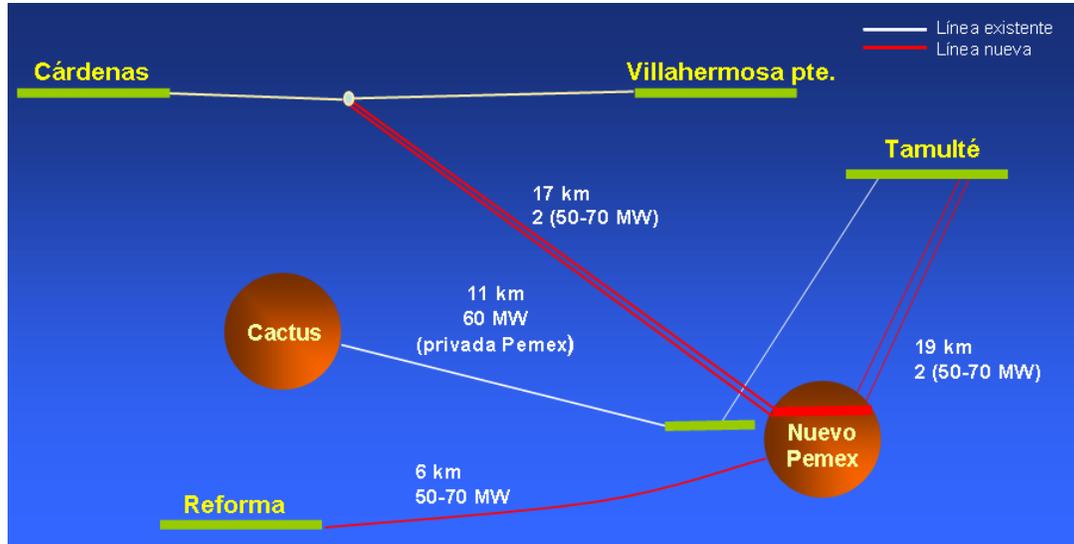
Fuente: <http://www.pemex.com>

- Interconexión con línea de transmisión de la CFE 115 kV

Se realiza la interconexión de la planta de cogeneración con la red de transmisión de CFE, la interconexión se realizará en 115 kV, y se requiere cinco líneas para la salida de la potencia eléctrica. Las líneas de transmisión se integran con dos salidas, cada una será con estructuras de doble circuito y la quinta línea es con circuito sencillo. En la Figura A.7 se muestra las trayectorias para la salida de las cinco líneas de transmisión. Este esquema se establece en función de las recomendaciones realizadas por CFE.

Figura A.7

Líneas de interconexión con la red de 115 kV de CFE

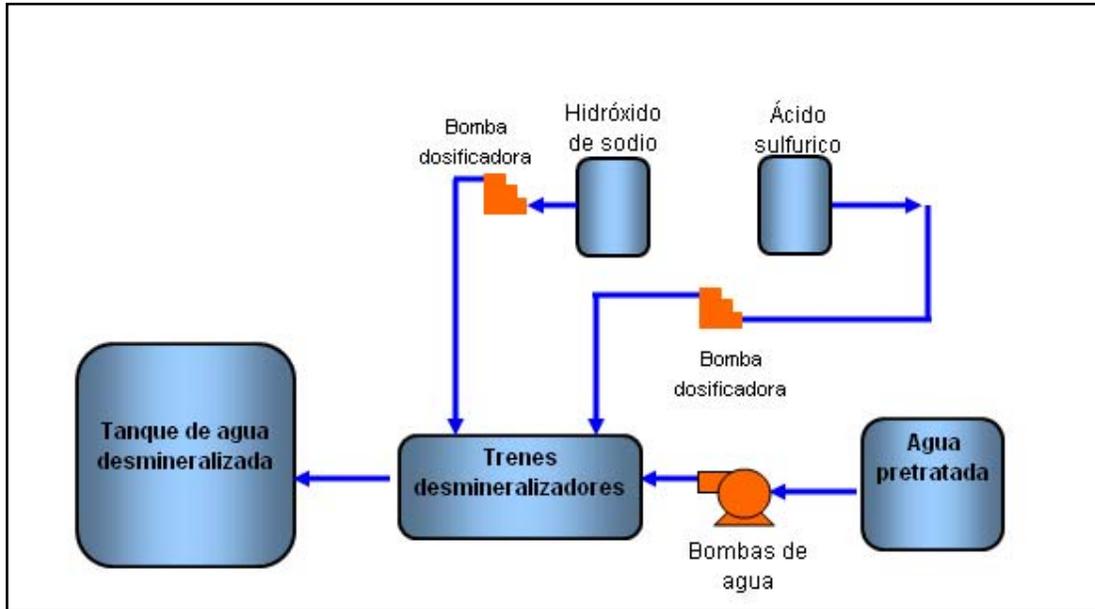


Fuente: <http://www.pemex.com>

- Unidad Desmineralizadora de Agua (UDA)

Se utiliza agua desmineralizada para alimentar los generadores de vapor del CPG Nuevo Pemex. La UDA también se utilizará para tratar el agua que alimentará a los recuperadores de calor de la planta de cogeneración. Esta planta recibe el agua a tratar del tanque de agua clarificada y mediante sus bombas la envía a los trenes demineralizadores. Estos son de intercambio iónico tipo lechos empacados con tecnología Amberpack (nueva UDA). También el agua es tratada con sosa y con ácido sulfúrico. Al concluir el tratamiento, se almacena en el tanque de agua desmineralizada. En la Figura A.8, se muestra un diagrama de la Unidad Desmineralizadora de Agua.

Figura A.8
Unidad Desmineralizadora de Agua (UDA)



Fuente: <http://www.pemex.com>

B ESPECIFICACIONES DE PRODUCTOS DE LA PLANTA DE COGENERACION

- Vapor de alta presión

Presión 104 kg/cm² man (1475 psig)
 Temperatura 444 °C (831.2 °F)
 Producción
 Total (sin fuego
 suplementario y
 con un consumo 550 ton/h mínimo
 máximo de gas 580 ton/h máximo
 combustible de
 85 MMPCD)

Producción
 Total (con fuego
 suplementario y
 con un consumo 800 t/h
 máximo de gas
 combustible de
 100 MMPCD)
 Calidad Sobrecalentado

Estas condiciones deben cumplirse en el límite de batería de las Plantas Criogénicas 1, 2 y 3. La producción de vapor indicada se deberá cubrir con los dos recuperadores de calor, operando las turbinas de gas al 100% de carga a las condiciones de sitio son indicadas en las condiciones climatológicas de las normas de PEM EX.

- Energía eléctrica al Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex

Tensión	13.8 kV
Frecuencia	60 Hz
Circuito	2
Fases	3
Producción neta (con un consumo máximo de gas combustible de 85 MPPCD)	300 MW mínimo 335 MW máximo

Estas condiciones deberán cumplirse en el límite de batería de la Planta de Generación Eléctrica.

- Energía eléctrica a las líneas de transmisión

Tensión	115 kV
Frecuencia	60 Hz
Circuitos	5

Estas condiciones deberán cumplirse en el punto de entrega a la Comisión Federal de Electricidad.

ESPECIFICACIONES Y CONDICIONES DE SERVICIOS AUXILIARES EN LÍMITE DE BATERÍA

- Gas combustible:

Las condiciones y composición del gas combustible son las siguientes:

Presión	70 kg/cm ² (995.6 psig)
Temperatura	35 °C (95°F)
Peso Molecular	17.84
Densidad relativa a 25° C	0.729
Poder calorífico bajo KJ/m ³	34,236
Poder calorífico alto KJ/m ³	37,890
Componente	% Mol:
N ₂	3.38
H ₂ S	0.0
CO ₂	0.0
CH ₄	86.97
C ₂ H ₆	9.43
C ₃ H ₈	0.22

- Vapor de Alta Presión

Presión	104 kg/cm ² man (1475 psig)
Temperatura	444°C (831.2 °F)
Calidad	Sobrecalentado
Disponibilidad	La requerida de límite de batería

- Vapor de Media Presión

Presión	45 kg/cm ² man (640 psig)
Temperatura	399°C (750 °F)
Calidad	Sobrecalentado
Disponibilidad	La requerida de límite de batería

- Vapor de Baja Presión

Presión	3.5 kg/cm ² man (50 psig)
Temperatura	147.5°C (297.5 °F)
Calidad	Saturado
Disponibilidad	La requerida de límite de batería

- Agua Desmineralizada / Condensado

Presión	Atmosférica
Temperatura	68°C (154.4 °F)
PH promedio	8.19
Sílice (SiO ₂)	0.02 ppm
Conductividad	1.55 micro/cm
Disponibilidad	La requerida de límite de batería

El suministro de esta agua será desde los tanques de agua desmineralizada/condensados en la planta de tratamientos del agua del área de Servicios Auxiliares.

- Agua para Servicios y Uso Sanitario

Fuente	De límite de batería
Presión Suministro	3.5 kg/cm ² man (50 psig)
Temperatura	Ambiente
Disponibilidad	La requerida

El agua potable se suministrará en garrafones para su consumo por PEMEX.

- Agua Contra incendio

Fuente	De límite de batería
Presión	7 kg/cm ² man (99.54 psig)
Temperatura	Ambiente
Disponibilidad	La requerida

- Aire de Instrumentos

Fuente	De límite de baterías
Presión	7.0 kg/cm ² man (99.54 psig)
Temperatura	37.8 °C (100 °F)
Punto de rocío	-40 °C (-40 °F)
Impurezas	Ninguna (Deberá estar libre de polvo y aceite)

- Aire de Planta

Fuente	De límite de batería
Presión	7.0 kg/cm ² man (99.54 psig)
Temperatura	37.8 °C (100 °F)

- Gas (Nitrógeno) para Inertizado

Naturaleza	Gas Nitrógeno
Análisis:	
Nitrógeno	99.99 % mol
Oxígeno	50 ppm
Humedad H ₂ O	10 ppm
Argón	2 ppm
Presión en L.B.	7.0 Kg/cm ² man. (100 psig)
Temperatura en L.B.	32 C (90 F)
Disponibilidad	La requerida en límite de batería
Instalaciones	No hay instalaciones permanentes el suministro se efectuará por autotankes por el licitante ganador.

- Desfogues

Previo a la integración de las líneas de desfogue de gas natural de alta presión de la planta de cogeneración a la línea de desfogue existente, se debe efectuar análisis de comportamiento hidráulico, flexibilidad de tuberías y estudio de golpe de ariete.

Sistema de quemadores de fosas de emergencia	Por PEMEX
Capacidad	4 quemadores de fosa con humo de 2,228,913 lb/h cada uno y 3 quemadores de fosa sin humo de 200,000 lb/h cada uno
Tipo de Quemador	Fosa con humo y sin humo
Tipo de Combustible	Gas Natural

Se cuenta con sistema de desfogue de gas natural de baja presión en la estación de regulación y medición de gas combustible en el área de Servicios Auxiliares.

Se requieren sistemas de drenaje separados.

- Drenaje Pluvial

Presión en L.B.	Atmosférico
Temperatura en L.B.	25 °C
Disponibilidad	Se deberá contar con la red de drenaje correspondiente

- Drenaje Aceitoso:

Presión en L.B.	Atmosférico
Temperatura en L.B.	25 °C
Disponibilidad	Se deberá integrar a la red de drenaje aceitoso

- Drenaje Sanitario:

Presión en L.B.	Atmosférico
Temperatura en L.B.	25 °C

- Disponibilidad Se debe integrar a la red de drenaje de agua sanitaria del CPG

Se deben integrar a la red de drenaje aceitoso para enviar la corriente resultante al sistema general de tratamiento de efluentes. Los datos de flujo manejado en este drenaje deberán ser confirmados en el diseño

Abreviaturas y siglas

AMGN	Asociación Mexicana de Gas Natural
BC	Baja California
bpc	Billones de pies cúbicos (1012 pies cúbicos)
bpcd	Billones de pies cúbicos diarios (1012 pies cúbicos)
BTU	Unidades Térmicas Británicas
CCNNPURRE	Comité consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos
CFE	Comisión Federal de Electricidad
Conagua	Comisión Nacional del Agua
Conapo	Consejo Nacional de Población
CPG	Complejo Procesador de Gas
CPQ	Complejo Petroquímico
CRE	Comisión Reguladora de Energía
Csf	Costo+seguro+ flete
DOE	Departamento de Energía de EUA (Department of Energy)
DOF	Diario Oficial de la Federación
EAU	Emiratos Árabes Unidos
EIA	Energy Information Administration (EUA)
EPNG	El Paso Natural Gas
Gcal	Gigacaloría
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
GNC	Gas natural comprimido
GNL	Gas natural licuado
GTL	Gas a líquidos (Gas to liquids)
GWh	Gigawatts hora
HSC	Houston Ship Channel
<i>Ídem</i>	El mismo, lo mismo
IEA	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)

IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
INE	Instituto Nacional de Ecología
INEGI	Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática
Km	Kilómetros
Km / l	Kilómetros por litro
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LSPEE	Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica
LN	Logaritmo
mbpce	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente
mm ³ d	Miles de metros cúbicos diarios
Mmm ³	Millones de metros cúbicos
Mmm ³ d	Millones de metros cúbicos diarios
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
Mpcd	Miles de pies cúbicos diarios
Mta	Miles de toneladas anuales
MW	Megawatts
n.a.	No aplica
n.d.	No disponible
NOM	Norma Oficial Mexicana
OCDE	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
Pemex	Petróleos Mexicanos
PEP	Pemex Exploración y Producción
PGPB	Pemex Gas y Petroquímica Básica
PIB	Producto Interno Bruto
PIE	Productor Independiente de Energía
PPQ	Pemex Petroquímica
PR	Pemex Refinación
Scada	Sistema de Control y Adquisición de Datos
Sener	Secretaría de Energía
Siaspa	Sistema integral de Administración de la Seguridad

SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
tmca	Tasa media de crecimiento anual
TWh	Terawatt hora
USD	Dólares americanos
VPM	Ventas de Primera Mano
WTI	West Texas Intermediate
ZC	Zona conurbada
ZG	Zona geográfica
ZMVM	Zona Metropolitana del Valle de México
“	Pulgadas

Bibliografía

- *BP Statistical Review of World Energy June 2008, Formato digital.*
- *World Economic Outlook, Fondo Monetario Internacional, abril de 2008. Formato digital.*
- *Petroleum Intelligence Weekly (PIW), diciembre de 2007.*
- *Commodity Price Data del Banco Mundial, julio de 2007. Formato digital.*
- *Natural gas market review 2008, International Energy Agency. Formato digital.*
- *Natural Gas Information 2008, International Energy Agency. 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.*
- *Short-term in gas industry , Instituto Francés del Petróleo, Panorama 2008.*
- *Impacts on International Energy Markets of unplanned shutdown of Kashiwasaki-Kariwa Nuclear Power Station, Instituto de Economía de la Energía de Japón, abril 2008.*

Referencias de 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/*