



TESIS DE GRADO  
EN INGENIERIA INDUSTRIAL

**“EQUIPOS DE PROPANO-AIRE.  
UNA NUEVA ALTERNATIVA DE COMBUSTIBLE  
PARA LA INDUSTRIA ARGENTINA”**

AUTOR: MARTIN TRUFFA  
TUTOR: ING. CARLOS CASARES

2008



## **RESUMEN EJECUTIVO**

La Argentina se encuentra atravesando una situación energética particular, en donde la producción local de gas natural, a partir del año 2004, no ha podido ser incrementada, mientras que la demanda del mismo, en dicho período, se ha incrementado en aproximadamente un 15%, especialmente luego de la reactivación económica post crisis en el año 2001. Dada esta situación, el Estado Nacional debió tomar numerosas medidas para intentar de equilibrar de alguna manera la oferta y la demanda, priorizando siempre a aquellos segmentos consumidores que no disponen de la posibilidad de utilizar combustibles alternativos, como lo es el sector residencial.

Bajo la problemática antes expuesta se encuentra el segmento industrial, cuyo consumo de gas natural representa aproximadamente el 30% del consumo total y que dada la posibilidad de éste de utilizar otros combustibles alternativos para desarrollar sus operaciones, siempre fue utilizado como variable de ajuste cuando los volúmenes de gas natural disponibles eran insuficientes para atender a la totalidad de la demanda. De este modo este segmento de vital importancia para el desarrollo de la economía del país, comenzó a experimentar crecientes restricciones en sus suministros de gas natural, lo cual impide que los mismos lleven a cabo con normalidad sus operaciones.

Este trabajo presenta a los equipos de propano-aire como la solución al problema que afronta el segmento industrial, desarrollando por un lado los principios de funcionamiento de los mismos y realizando a su vez un análisis económico comparativo para evaluar la viabilidad de estos en relación a otros combustibles alternativos, como el gas oil y el fuel oil.

Al realizar el análisis comparativo de los diferentes combustibles que podrían sustituir al gas natural se encuentra que, desde el punto de vista operativo, el propano-aire es el único que permite ser utilizado sin necesidad de realizar modificaciones técnicas sobre el sistema a operar, ya que el mismo replica en forma casi total las principales características del gas natural. Desde el punto de vista económico, se deben considerar dos aspectos, por un lado, que el monto a invertir en una planta de propano-aire es equivalente al monto que se requiere para adaptar una instalación convencional al uso de gas oil o fuel oil. Por otro lado, el costo del combustible, o sea del propano, es inferior al del gas oil, pero superior al del fuel oil. Sin embargo, en el costo total del fuel oil, se debería considerar el rendimiento real de este combustible.

En conclusión, los equipos de propano-aire representan una alternativa de combustible viable para aquellos consumidores que se encuentren afrontando restricciones en sus suministros de gas natural.



## **ABSTRACT**

Argentina has been suffering an unusual energetic situation since the year 2004, when the local production of natural gas could not make up for the market demand, which had increased in approximately 15%, especially with the economic recovery that begun after the 2001 crisis. Given this situation, the government was forced to take different measurements in order to balance the supply and demand, giving priority to those consumers who are not able to use alternative fuels as a source supply, for example the residential sector.

The industrial sector, whose consumption represents approximately 30% of the total natural gas demand and as it is able to use alternative fuels to continue with its operations, is where adjustments are done in order to compensate the energetic demand. This sector makes a great contribution to the country's economic growth, still it has experienced restrictions in their gas supply, setting back their production.

This essay proposes the application of air-propane systems as a possible solution for this energetic problem, it approaches the technical issues of the equipments and also makes an economic analysis comparing the air-propane with other types of fuels used nowadays, for example gas oil and fuel oil.

Once the comparative analysis was finished, to different aspects arised; according to the technical basis, the air-propane is the only fuel able to be used without having to modify the standard natural gas facilities, because it has combustion characteristics identical to natural gas. Whereas regarding the economical issues, the cost of the air-propane is lower than the gas oil's market value, while it is higher compared to the fuel oil's tariff. Nonetheless, when the fuel oil's value is meant to be calculated, the real yield of the fuel must be considered.

To sum up, the air-propane system represents a viable alternative for those industrial consumers that are facing restrictions in their natural gas supply.



## **INDICE**

<b>1. INTRODUCCION .....</b>	<b>1</b>
<b>2. EL MERCADO DEL GAS NATURAL EN LA ARGENTINA .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1 BREVE RESEÑA HISTORICA.....</b>	<b>3</b>
<b>2.2 EL GAS NATURAL Y SU PROCESO DE EXTRACCIÓN .....</b>	<b>4</b>
2.2.1 Introducción.....	4
2.2.2 El Gas Natural .....	5
2.2.3 - La cadena del gas natural.....	6
2.2.3.1 Extracción.....	6
2.2.3.2 Acondicionamiento y separación.....	7
2.2.3.3 Transporte y distribución.....	7
2.2.3.4 Almacenamiento.....	8
<b>2.3 REGULACIÓN DEL GAS NATURAL.....</b>	<b>8</b>
2.3.1 Introducción.....	8
2.3.2. Ley 24076 de Reforma del mercado de gas natural. Período 1992-2001.....	9
2.3.3. Resoluciones complementarias post crisis. Período 2002-2008.....	13
<b>2.4 ACTORES PRINCIPALES .....</b>	<b>15</b>
2.4.1 Productores.....	15
2.4.2 Transportistas .....	16
2.4.3 Distribuidoras .....	18
2.4.4 Comercializadores .....	22
2.4.5 Consumidores.....	22
<b>2.5 FACTORES QUE CONTRIBUYEN A LA FALTA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR INDUSTRIAL .....</b>	<b>23</b>
2.5.1 Análisis de la demanda de gas natural. ....	23
2.5.1.1 Consumo de Centrales Eléctricas.....	24
2.5.1.2 Consumo Residencial.....	26
2.5.1.3 Consumo de GNC .....	27
2.5.1.4 Consumo Industrial.....	27
2.5.1.5 Interrelación entre los segmentos consumidores.....	31

2.5.2 Análisis de la oferta de gas natural.....	32
2.5.2.1 Análisis de la producción.....	32
2.5.2.2 Análisis del sistema de transporte.....	35
<b>3. COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS Y/O SUSTITUTOS AL GAS NATURAL</b> .....	<b>41</b>
<b>3.1 CONSUMO ENERGÉTICO INDUSTRIAL.....</b>	<b>41</b>
<b>3.2 MERCADOS DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS Y/O SUSTITUTOS .....</b>	<b>45</b>
3.2.1 Gas oil.....	46
3.2.1.1 Introducción.....	46
3.2.1.2 Mercado.....	46
3.2.1.3 Precios.....	48
3.2.2 Fuel Oil.....	52
3.2.2.1 Introducción.....	52
3.2.2.2 Mercado.....	52
3.2.2.3 Precios.....	53
3.2.3 Propano y butano.....	54
3.2.3.1 Introducción.....	54
3.2.3.2 Regulación.....	55
3.2.3.3 Mercado.....	57
3.2.3.4 Precios.....	61
<b>4. EQUIPOS DE PROPANO-AIRE .....</b>	<b>63</b>
<b>4.1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>63</b>
<b>4.2 PRINCIPALES USOS .....</b>	<b>63</b>
4.2.1 Equipo de propano-aire utilizado como único sistema de suministro de gas .....	63
4.2.2 Equipo de propano-aire utilizado como apoyo al suministro de gas natural por red.....	64
4.2.3 Equipos de propano-aire utilizado como sistema de compensación de picos de consumo. ....	64
<b>4.3 EL PROPANO-AIRE COMO COMBUSTIBLE ALTERNATIVO .....</b>	<b>64</b>
<b>4.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO .....</b>	<b>68</b>
<b>4.5 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE APOYO DE PROPANO-AIRE.....</b>	<b>70</b>
4.5.1 Equipamiento para descarga del camión repositor de GLP. ....	70

4.5.2. Tanques de almacenamiento.....	71
4.5.3 Sistema de Bombeo .....	73
4.5.4 Vaporizadores .....	73
4.5.5 Mezcladores .....	75
4.5.6 Conexión a la red de gas natural.....	77
<b>5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO PARA EL SECTOR INDUSTRIAL. ....</b>	<b>79</b>
<b>5.1 INDUSTRIAS CON POSIBILIDAD DE UTILIZAR DIVERSOS COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS .....</b>	<b>79</b>
<b>5.2 INDUSTRIAS QUE SOLO PUEDEN UTILIZAR GAS NATURAL O SIMILARES.....</b>	<b>86</b>
<b>5.3 APLICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROPANO-AIRE EN MERCADOS CON COMPORTAMIENTO IDEAL .....</b>	<b>86</b>
<b>5.4 OTROS ASPECTOS A CONSIDERAR.....</b>	<b>87</b>
5.4.1 El costo del gas natural en la Argentina en relación al resto del mundo .....	87
5.4.2 Impacto del Programa de Energía Total .....	88
<b>6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>91</b>
<b>7. BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>93</b>



## **1. INTRODUCCION**

Desde el año 2004 la Argentina se encuentra atravesando una crisis energética que fue evolucionando en forma desfavorable debido a la falta de una política conjunta entre el sector público y privado, generando restricciones para garantizar los suministros energéticos en el largo plazo.

Muchos son los factores indicados como desencadenantes de esta crisis y diversas son las responsabilidades asignadas a cada uno de los actores de esta industria. Por un lado, se afirma que uno de los factores causales fue el rápido crecimiento de la demanda interna, atribuible a la reactivación económica post crisis 2001 y al devaluado precio del gas natural, regulado por el Estado Nacional. Por otro lado, se enfatiza en la falta de inversión por parte del sector privado para garantizar un crecimiento sostenido del sistema.

Sin ahondar en las causas reales que generaron la mencionada crisis y analizando la matriz energética actual de la Argentina, queda en evidencia la fuerte dependencia a los hidrocarburos y aun más al gas natural. Este último no solo es de vital importancia para el consumo residencial e industrial, sino que también representa aproximadamente el 46% del combustible utilizado para la generación eléctrica.

En este contexto de escasez energética general, de gas natural en particular, y sin vislumbrar soluciones en el corto plazo se presenta de forma más frecuente la problemática que afronta el sector industrial para poder mantener sus suministros energéticos. Este sector, que se encuentra particularmente desprotegido ante situaciones de desabastecimiento y/o restricciones en sus necesidades energéticas primarias, tiene la imperiosa necesidad de encontrar alternativas que le permitan asegurar la continuidad de sus operaciones a lo largo de todo el año.

La falta de disponibilidad de gas natural para el sector industrial no es un problema de carácter sectorial, ya que los efectos económicos negativos que generan las pérdidas de producción debido a paradas imprevistas de las plantas productivas, no solo son perjudiciales para aquellas industrias que no disponen del combustible, sino peor aún, para el crecimiento de la economía del país en su conjunto. En muchos casos dicha problemática llega a afectar a los empleados, debido a que las empresas se ven obligadas ante la falta de actividad a suspender en forma temporaria parte de su personal.

Considerando el escenario energético manifiesto, es el objetivo de este trabajo presentar una nueva alternativa de suministro ante la creciente escasez de gas natural en el sector industrial y evaluar la factibilidad de este combustible frente a otros actualmente utilizados.

Los equipos de propano-aire son la alternativa energética propuesta en este trabajo. Para valorarlos como tal, el desarrollo se estructurará de la siguiente manera.

En una primera etapa se realizará una descripción de la situación actual del mercado de gas natural en la Argentina, donde se remarcarán las características y deficiencias particulares del sistema sin profundizar en las causas que las generaron. Se tratará de dejar en claro en esta etapa cuales son los eslabones de la cadena de este recurso energético que se encuentran limitando el sistema en la actualidad. Asimismo se analizarán particularidades del consumo de gas natural del sector industrial y de su relación con otros segmentos consumidores.

En una segunda etapa se presentarán los aspectos más relevantes de los mercados de los combustibles alternativos y/o sustitutos del gas natural actualmente utilizados, tales como el gasoil, el fuel oil y el GLP (Gas Licuado de Petróleo).

En una tercera etapa se introducirán los equipos de propano-aire como alternativa para el suministro del combustible sustituto del gas natural. Se explicarán los principios de funcionamiento de los mismos, detalles técnicos y principales aplicaciones.

Una vez presentados todos los aspectos desarrollados en las etapas previas, se realizará en una cuarta etapa, un análisis económico comparativo entre las diferentes opciones de suministro de combustible para el sector industrial.

Por último se presentarán las conclusiones respecto de los análisis realizados y se obtendrán fundamentos que apoyen o refuten la alternativa propuesta como solución para la problemática de la falta de gas en el sector industrial.

## **2. EL MERCADO DEL GAS NATURAL EN LA ARGENTINA**

### **2.1 BREVE RESEÑA HISTORICA**

Previo a comenzar el análisis de la situación actual del mercado del gas natural en la Argentina se mencionará brevemente algunos de los hechos más destacados que dieron origen al uso de este combustible, y que posteriormente definieron la evolución de esta industria y de sus productos asociados.

El consumo de gas en la Argentina comienza en el año 1824, cuando por primera vez una plaza de la ciudad de Buenos Aires era iluminada mediante el uso de gas manufacturado de hidrógeno. Sin embargo, no fue hasta el año 1853 cuando el Poder Ejecutivo decidió contratar el servicio de alumbrado público a gas para las calles ubicadas en las proximidades de la Plaza de Mayo.

Superado el impacto que tuvo el alumbrado público en la población, se procedió a extender dicho servicio a otras áreas principales de la ciudad y posteriormente a otras ciudades. Continuó creciendo a lo largo de toda la ciudad hasta llegar a tener, en 1890, cuatro diferentes empresas dedicadas a la iluminación que utilizaban el gas producido a partir del carbón. En el año 1910, la municipalidad de Buenos Aires firmó un acuerdo con la principal compañía de ese momento, creada a partir de la fusión de 3 de las 4 compañías originarias, para brindar el servicio de iluminación a toda la ciudad por el término de 20 años.

Llegada la primera guerra mundial, el suministro de carbón a Buenos Aires se hizo cada vez más dificultoso, por lo cual se produjo un aumento considerable en el precio del gas que imposibilitó el cumplimiento del contrato anteriormente pactado. De esta manera el gas, debido a sus costos y a que ya se disponía de energía eléctrica, no era aplicable al servicio de iluminación, por lo cual se empezó a fomentar el uso del mismo para otros fines. Se dio de este modo origen al uso residencial del gas para la cocción de alimentos. Esta nueva aplicación tuvo gran aceptación en la población y derivó en la construcción de toda una red de ductos para llevar el gas manufacturado a los puntos de consumo.

En el año 1922, se crea YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales), la primera empresa petrolera estatal latinoamericana. En esa época la producción nacional de hidrocarburos solo abastecía el 36% del consumo local.

En el año 1945, luego de atravesar una etapa de muy baja actividad, se decidió nacionalizar los servicios de gas de la Capital Federal para que pasaran a ser prestados por el Departamento de Gas de la petrolera estatal YPF.

En 1946, se crea la Dirección General de Gas del Estado y a partir de ese momento se toma la decisión de comenzar a utilizar el gas que se venteaba en los yacimientos ubicados en la Patagonia. Para poder concretar este proyecto se debió entonces

comenzar con la obra del primer gasoducto del país; “Gasoducto Comodoro Rivadavia – Buenos Aires”, el cual se desarrolló durante el período de 1947 a 1949. Finalizada la obra, Argentina quedó posicionada en un grupo muy reducido de países que tenían acceso al consumo masivo de gas natural por red.

En 1960, la habilitación del Gasoducto “Campo Duran-Buenos Aires” permitió la completa sustitución del gas manufacturado.

Durante este proceso de transformación la mencionada Dirección General de Gas del Estado se convierte en la empresa Gas del Estado, quien manejó en forma monopólica el transporte y distribución de gas de todo el país hasta su posterior privatización a fines del año 1992.

## **2.2 EL GAS NATURAL Y SU PROCESO DE EXTRACCIÓN**

### **2.2.1 Introducción**

La sociedad moderna, en sus actividades cotidianas, generalmente no toma real conciencia que el petróleo y el gas natural son recursos energéticos no renovables, que requieren de una industria compleja para poder ser extraídos y posteriormente dispuestos para el consumo.

Esta industria de singulares particularidades requiere de grandes inversiones en forma continua para poder mantener e incrementar los valores de producción, y así satisfacer la creciente demanda mundial. En forma diaria se desarrollan nuevas tecnologías que ofrecen ventajas únicas, posibilitan la explotación de áreas que en el pasado eran técnicamente improductivas, permiten mejorar los rendimientos de los yacimientos actuales y disponer de información exploratoria más confiable, entre muchos otros beneficios. Como contrapartida se requiere de grandes inversiones para acceder a estas tecnologías y de empresas dispuestas a tomar este riesgo.

La importancia del petróleo y el gas toma extrema relevancia cuando se considera el grado de dependencia de las distintas industrias para con estos hidrocarburos, ya sea como combustible o como materia prima para los procesos productivos. Es importante mencionar que tan solo el 5% de la producción mundial de hidrocarburos se utiliza como materia prima, mientras que el 95% restante se utiliza como combustibles.

En la matriz energética mundial, el petróleo y el gas representan el 60% de la generación de energía, mientras que el 40% restante se genera a partir de carbón, energía nuclear, energía hidráulica y otras fuentes renovables como pueden ser la energía eólica y solar. Sin embargo, en la Argentina el petróleo y el gas representan el 90% de la generación de energía.

A pesar de que este trabajo se focaliza predominantemente sobre las cuestiones referidas al gas natural es importante mencionar que en el mercado las empresas de esta industria son productoras en mayor o menor medida de ambos elementos, ya que dichos hidrocarburos se extraen generalmente en forma conjunta.

Particularmente la industria del gas tomó impulso mundialmente a partir de 1960, donde el consumo del mismo comenzó a expandirse en forma creciente debido a la construcción de grandes gasoductos que transportaban el gas a alta presión desde los puntos de producción hasta los puntos de consumo.

### 2.2.2 El Gas Natural

El gas natural proviene de yacimientos subterráneos de gas o de petróleo y gas; de ahí su denominación de gas natural libre o asociado, según se encuentre o no junto con el petróleo.

Tal como es producido en los yacimientos, el gas natural es una mezcla de hidrocarburos de bajo peso molecular, en estado gaseoso, que incluye proporciones menores de hidrocarburos pesados, vapor de agua, compuestos de azufre, dióxido de carbono, nitrógeno, vestigios de mercurio y eventualmente algunas partículas sólidas disueltas en el gas. La composición del gas natural previo a cualquier tratamiento varía según la estructura o el proceso de formación del yacimiento del cual fue extraído. De este modo la composición podría variar dentro de los siguientes porcentajes:

Componente	Fórmula	Peso Molecular	Proporción
Metano	CH <sub>4</sub>	16	75 – 95 %
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30	2 – 10 %
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44	2 – 7 %
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	1 – 5 %
Pentano y elementos más pesados	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> - Otros	-	1 – 1,5 %
Nitrógeno, Anhídrido Carbónico y Azufre	-	-	3 – 10 %

*Tabla 2.2.2-1. Composición del gas natural*

A medida que aumenta el peso molecular de los hidrocarburos:

- Aumenta el punto de ebullición.
- Disminuye su tensión de vapor.
- Disminuye el poder calorífico por unidad de masa.
- Aumenta la producción de CO<sub>2</sub> por caloría producida.

Del gas natural se extraen sus componentes más pesados, que se conocen como GLP (Gas licuado de Petróleo) y gasolina natural. También es comúnmente utilizado en forma de GNC (Gas Natural Comprimido). Este último en general se utiliza como combustible para el transporte automotor debido a su bajo costo y por su menor contaminación ambiental en relación a combustibles líquidos como el gas oil y las naftas.

### 2.2.3 - La cadena del gas natural

Desde el yacimiento hasta las instalaciones del usuario final, sin importar que se trate de dispositivos hogareños, calderas industriales o turbinas, el gas natural debe recorrer un largo camino en cuyo trayecto experimenta cambios físicos tanto en su composición como en su volumen.

Los principales eslabones de dicha cadena son: *extracción, acondicionamiento y separación, transporte, almacenamiento y distribución.*

#### 2.2.3.1 Extracción

**Fase 1:** Corresponde al mapeo de superficies y reconocimientos geofísicos. En esta etapa el rol de los geólogos es obtener los detalles de las estructuras de superficie y evaluar los aspectos que puedan resultar de utilidad para la labor exploratoria.

**Fase 2:** Etapa de inspección sísmica. Durante esta etapa se aumenta la información disponible, relativa a la existencia de trampas potenciales, configuración profunda, etc.

**Fase 3:** Corresponde a la etapa de perforación exploratoria mediante la cual es posible obtener mayor información del carácter del sedimento, su maduración y régimen geotérmico.

**Fase 4:** Es la fase relacionada con el descubrimiento. En esta etapa los reservorios están establecidos y es posible relacionar los tipos de petróleo a obtener con ciertas unidades estatigráficas y tipos de trampas.

**Fase 5:** Es la fase de producción. Permite a los ingenieros de explotación realizar estimaciones de reservas y un posible historial de los hidrocarburos alojados en la cuenca.

Debe tenerse en cuenta que usualmente no toda la cuenca sedimentaria está al mismo tiempo a igual nivel de perforación y desarrollo, por esta razón puede faltar información que debe ser correctamente establecida.

### *2.2.3.2 Acondicionamiento y separación*

Así como el petróleo crudo ha llegado a la refinería para ser procesado, fraccionado o craqueado, para empezar a transformarse en tantos otros productos, el gas natural debe ser procesado en plantas de acondicionamiento y/o tratamiento. El productor debe acondicionarlo extrayendo agua, hidrocarburos condensables e impurezas de manera que pueda ser inyectado en los gasoductos sin que se formen condensaciones en la cañería, minimizando de este modo los riesgos de corrosión, formación de hidratos y/o pérdidas de capacidad de transporte.

Adicionalmente al motivo antes expuesto, el productor debe cumplir con las especificaciones técnicas requeridas obligatoriamente para poder comercializar su gas. Las mismas se encuentran indicadas en la Resolución Enargas N°. I/259/2008.

Por lo tanto, una vez extraído el gas natural de los yacimientos productores, este combustible gaseoso debe ser sometido a tres tratamientos básicos para luego poder ser transportado. En primera instancia el gas es sometido a procesos de deshidratación, esto implica la eliminación del vapor de agua que se encuentra combinado con el gas natural, para evitar su condensación y la formación de hidratos. Luego es sometido al proceso de endulzamiento que implica la eliminación de dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno. De no llevarse a cabo estos procedimientos, al combinarse el dióxido de carbono y los compuestos de azufre con el agua condensada se producirían ácidos que provocarían la corrosión de las cañerías.

Por último se realiza la extracción de gasolina natural, vale decir, la eliminación de los componentes más pesados (pentano, hexano y superiores), los cuales ante variaciones de presión y temperatura podrían condensarse, provocando taponamientos en las cañerías de transporte.

Finalmente, se remarca que las fracciones de gas natural utilizadas como combustibles, en forma doméstica o industrial, son el gas natural tratado (metano y etano) y el gas licuado (propano y butano). El gas licuado es obtenido, tanto en las plantas separadoras de gas natural, como así también en los procesos de destilación de petróleo.

Los gases licuados, como el propano y el butano, son almacenables en estado líquido a temperatura ambiente y presiones moderadas. No ocurre lo mismo con el etano y el metano que requieren temperaturas por debajo de 0 °C.

### *2.2.3.3 Transporte y distribución*

El gas comienza a viajar desde la superficie del pozo hasta su destino final de consumo recorriendo un itinerario de rutas y redes que forman su sistema de transporte y distribución.

En primer lugar, los gasoductos conducen el gas natural que se produce en los yacimientos de gas libre o asociado a plantas de acondicionamiento y tratamiento. A partir de dichos procesos de separación, el gas natural ya tratado y puesto dentro de las especificaciones entra a los sistemas de transmisión principal para ser despachados al consumidor final.

Una vez que el gas es inyectado en el sistema troncal y que ha viajado hasta las áreas de consumo, el despacho es manejado por las compañías de distribución con sus propios sistemas de tuberías.

#### **2.2.3.4 Almacenamiento**

Los métodos de almacenaje de gas natural son básicamente dos:

- Reinyección de gas a formación.
- Almacenamiento en forma de GNL (Gas Natural Licuado).

La Reinyección de gas natural a formaciones que se encuentran inactivas o depletadas es uno de los métodos utilizados para almacenar gas. Consiste en inyectar a presión el gas producido por un pozo activo, en un pozo que se encuentra fuera de producción. De este modo el gas ingresa y queda almacenado en este sitio hasta que se dispone su posterior utilización. La principal desventaja de este método es que en el proceso de inyección y posterior extracción se pierde un porcentaje importante del volumen.

Una segunda alternativa para almacenar gas, es retenerlo en su estado líquido, en su forma de gas natural licuado (GNL). La principal dificultad para lograr este objetivo radica en que se deben aplicar muy bajas temperaturas para lograr que el gas natural pase a su fase líquida (160 ° C bajo cero a presión atmosférica).

## **2.3 REGULACIÓN DEL GAS NATURAL**

### **2.3.1 Introducción**

Para el desarrollo de este trabajo es importante analizar, aunque no con la profundidad que amerita el tema, las principales reformas que fue sufriendo el mercado del gas natural en la Argentina. Los cambios regulatorios realizados después de la crisis económica del 2001, que han intentado reencausar el mercado, han sido enfocados, por un lado, a restituir las condiciones adecuadas para que las empresas del sector puedan desarrollarse y para tratar de mejorar la eficiencia del sistema ante la escasez de gas natural. Como contrapartida se ha relegado al segmento de consumo industrial en el orden de prioridades de asignación de volúmenes, por ser éste el que mayores posibilidades tiene de conseguir combustibles sustitutos, por lo cual ante eventuales

reducciones del suministro de gas natural los primeros afectados son aquellos pertenecientes a esta categoría.

Para comenzar con el análisis de la evolución regulatoria de este mercado se podrían establecer dos etapas claramente diferenciadas. Una primera etapa que tiene sus orígenes hacia la década del cuarenta y que finalmente culmina a comienzos de los años noventa. Dicha etapa se encontraba fundada sobre reglas de juego bajo las cuales el Estado desempeñaba un rol protagónico. Todas las actividades desarrolladas en aquellos años, tanto las del upstream (exploración y producción) como las del downstream (comercialización), se encontraban mayoritariamente en poder de empresas públicas nacionales como lo eran YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) y Gas del Estado.

La segunda etapa de este mercado, y sin duda la de mayor dinámica de cambios, nace a partir de la privatización de Gas del Estado en el año 1992, instrumentada a través de la Ley 24076, y el inicio de la privatización de YPF que ocurre en el año 1991 y culmina hacia el año 1993. A partir de estas disposiciones el mercado toma una estructura totalmente diferente a la que poseía hasta ese entonces. Dicha estructura se mantuvo en sus conceptos básicos hasta el día de hoy pero debió sufrir cambios considerables debido principalmente a la crisis económica del 2001 y su consecuente devaluación del Peso argentino, que generó entre muchas otras cuestiones, la pérdida de valor de ciertos combustibles entre sí y también respecto a otros productos.

### **2.3.2. Ley 24076 de Reforma del mercado de gas natural. Período 1992-2001.**

Como se mencionó en la sección anterior, con la entrada en vigencia de la Ley 24076/92 y su reglamentación mediante el Decreto 1 738/92, el mercado del gas natural principalmente en las actividades del downstream se vio totalmente reestructurado, ya que la misma regula todos los aspectos concernientes al transporte y distribución del gas natural. Asimismo, dicha Ley dispone la Privatización de Gas del Estado y la creación del Ente Regulador del Gas (ENARGAS).

La etapa de producción no sufrió cambios regulatorios, ya que la misma se encuentra regulada por la Ley N°. 17319/67 de Hidrocarburos, que rige todas las actividades relativas al upstream. Esta ley abarca las distintas actividades como el reconocimiento superficial, exploración, perforación y terminación de pozos, extracción y en general todo lo referido a la producción, captación y tratamiento de hidrocarburos.

***Los aspectos más relevantes que introdujo la Ley 24076 fueron:***

#### ***Objetivos finales***

- Proteger los derechos de los consumidores.

- Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar a las inversiones para asegurar el suministro de largo plazo.
- Brindar una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural.
- Regular las actividades de transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas sean justas y razonables.
- Incentivar la eficiencia en el transporte y distribución.

#### *Aspectos contemplados*

- El transporte y la distribución de gas natural deberán ser realizados por personas jurídicas de derecho, habilitadas por el Poder Ejecutivo mediante licencias, concesiones o permisos.
- Definición de los sujeto activos de la industria:
  - Productor: persona física o jurídica que siendo titular de una concesión de explotación de hidrocarburos extrae el gas natural.
  - Transportista: persona jurídica que es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores.
  - Distribuidor: prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona geográfica delimitada.
  - Comercializador: es quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros.
  - Consumidor: es quien recibe finalmente el gas natural para su posterior utilización en diversos procesos.
- La seguridad del suministro en firme recae en transportistas y distribuidores.
- Se permite el acceso indiscriminado de terceros a sistemas de transporte y distribución siempre que las capacidades no estén comprometidas.
- Con el fin de evitar pasar de un monopolio público a un monopolio privado la ley establece:

- Los transportistas no podrán comprar ni vender gas, con la excepción del necesario para el consumo propio y mantener la operación del sistema.
- Ningún almacenador, distribuidor, consumidor que contrate directamente con el productor, ni empresa controlada o controladora de los mismos, podrá tener participación controladora en una sociedad habilitada como transportista, ni tampoco para el caso de una distribuidora.
- Los grandes consumidores tampoco podrán tener una participación en una distribuidora de la zona geográfica de su consumo y los comercializadores no podrán tener dicha participación en una sociedad transportista o distribuidora.

### *Importación y exportación de gas natural*

La ley establece la libertad total de importar gas sin necesidad de aprobación previa. Sin embargo, las exportaciones quedan sujetas a aprobación. Se verificará al momento de dar la conformidad que dichas exportaciones no afecten el abastecimiento del mercado interno.

### *Aspectos tarifarios*

- El precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) permaneció regulado durante los primeros años de vigencia de dicha ley, hasta que finalmente se concretó su desregulación en el año 1994.
- Las tarifas de transporte fueron establecidas en los contratos de concesión de cada Licenciataria. El sistema de tarifas remunera según puntos de recepción y despacho para cada una de las compañías transportadoras con un cargo por m<sup>3</sup>/día que crece con la distancia. Existen además otros cargos también regulados, por concepto de gas retenido y en concepto de cargo mínimo que solo rige para servicio interrumpibles. En un inicio las tarifas de transporte fueron calculadas de modo tal de generar un beneficio razonable sobre las bases de las inversiones.
- Las tarifas de distribución varían según el tipo de usuario y la zona del país, tanto en su forma de composición como en su valor.

### *Atribuciones y funciones del ENARGAS*

El ENARGAS, dentro del nuevo marco regulatorio, se crea como organismo autárquico dentro del ámbito del Ministerio de Economía y Obras y Servicio Públicos. Sus principales actividades son:

- Hacer cumplir las disposiciones y resoluciones y los contenidos de las concesiones, licencias y/o habilitaciones dispuestas por la ley.

- Dictar normas, procedimientos y estándares que hagan a la seguridad, confiabilidad y operabilidad del sistema.
- Prevenir conductas monopólicas y discriminatorias e instruir a transportistas y distribuidores para asegurar los servicios firme.
- Establecer las bases para los cálculos de las tarifas en las diversas etapas.
- Requerir la documentación necesaria de distribuidores y transportistas y publicar y asesorar a los actores de la industria.
- Aplicar sanciones y velar por la protección de las instalaciones, la propiedad y el medio ambiente.

#### *Privatización de Gas del estado y la conformación de las unidades de negocio*

Mediante la Privatización de Gas del Estado se crearon diez nuevas empresas privadas; dos empresas transportistas y ocho distribuidoras regionales.

- Transportistas:
  - Transportadora de Gas del Norte.
  - Transportadora de Gas del Sur.
- Distribuidoras:
  - Distribuidora Metropolitana S.A. (Metrogas).
  - Distribuidora Buenos Aires Norte (Gas Ban).
  - Distribuidora Pampeana (Camuzzi).
  - Distribuidora Gas del Sur (Camuzzi).
  - Distribuidora Cuyana (Ecogas).
  - Distribuidora Gas del Centro (Ecogas).
  - Distribuidora Gas del Noroeste (Gasnor).
  - Distribuidora Gas del Litoral (Litoral Gas).

Posteriormente se incorporó la novena distribuidora que se ocuparía de las zonas que hasta entonces no contaban con infraestructura de gas natural; la Distribuidora del Noreste Argentino (GASNEA).

La reestructuración implementada a través de la ley antes mencionada fue cumpliendo sus objetivos durante el período 1992-2001, donde si bien esta estructura se mantuvo, debieron comenzar a generarse cambios para poder direccionar a la industria en el nuevo contexto en el que debía desarrollarse.

### **2.3.3. Resoluciones complementarias post crisis. Período 2002-2008**

Luego de la crisis económica del 2001, el país se encontraba en un período de inestabilidad que llevó al gobierno a dictaminar la Ley 26561, de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario cuya vigencia se extendió hasta diciembre del 2008. Su objetivo fue establecer medidas tendientes a reestructurar un conjunto heterogéneo de relaciones de intercambio de la economía doméstica.

Esta ley tuvo importantes repercusiones sobre la industria del gas natural, ya que entre sus muchos artículos se destaca el Art. 8, que dispone que en todos los contratos celebrados por la administración pública queden sin efecto las cláusulas de ajuste en dólares y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios extranjeros. Este hecho generó una pérdida de rentabilidad muy importante en el sector ya que como se mencionó, no se podían ajustar las tarifas de transporte y distribución. Bajo este contexto tan desalentador el país se mantuvo desde el 2001 y hasta el año 2004 sin realizar ajustes en el mercado del gas.

Hacia el año 2004, y observando que el mercado había comenzado a demandar más gas y que el sector seguía completamente paralizado por el congelamiento de las tarifas, se comienza a analizar diversas acciones tendientes a reencausar el mercado. Este objetivo se intenta lograr mediante el dictado de resoluciones entre las que se destacan:

- ***Decreto 180/2004 (13/02/2004)***

Mediante este decreto se instruyó a la Secretaría de Energía a crear un Fondo Fiduciario para atender las Inversiones en Transporte y Distribución de gas, cuyo objeto exclusivo es la financiación de obras de expansión.

Se dispuso la creación del Mercado Electrónico de Gas cuyas funciones principales son transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario (Spot) y los mercados secundarios de transporte y de distribución.

Por último, se realizaron modificaciones en las condiciones especiales de suministro de ciertos segmentos consumidores como Grandes Usuarios ID e IT, ventas de GNC entre otras.

▪ ***Decreto 181/2004 (13/02/2004)***

Mediante este decreto se instruyó a la Secretaría de Energía para realizar acuerdos con los productores de gas natural, a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte para los volúmenes adquiridos por las distribuidoras y para los usuarios de estas prestadoras que comiencen a adquirir el gas natural directamente de productores o comercializadores (Nuevos Consumidores Directos). Se facultó también a este organismo para determinar las categorías y las fechas a partir de las cuales las prestadoras no podrán realizar contratos con dichos segmentos.

▪ ***Resolución 208/2004 (21/04/2004)***

Tuvo el propósito de implementar un esquema de normalización de precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte, dispuesto por el decreto 181/2004. Con esta resolución se buscó incrementar el margen de los productores de modo tal de incentivar la producción de gas natural. Estos incrementos fueron aplicados solo sobre los volúmenes adquiridos por las distribuidoras de gas, cuyo destino eran los segmentos consumidores industriales, nuevos grandes consumidores y generadores.

▪ ***Resolución 659/2004 (17/06/2004)***

Mediante esta resolución se instrumentó el Programa Complementario de Abastecimiento al mercado interno que sustituyó al programa de racionalización de las exportaciones establecido por la disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles. Este programa será de aplicación mientras la inyección de gas natural por cuenca sea inferior a la demanda total de los siguientes segmentos: usuarios residenciales, usuarios del servicio general "P", usuarios de servicios a subdistribuidores (SBD), usuarios firmes de la prestataria de distribución (SGG FT, FD y Firme GNC) por su capacidad reservada y las centrales eléctricas. Lo anteriormente mencionado se aplicará siempre que pueda ser atendida por la capacidad de transporte existente.

Al darse las condiciones mencionadas se instruirá a los productores a reducir las exportaciones para compensar la demanda faltante en el mercado interno.

▪ ***Resolución 752/2005 (23/05/2005)***

Con el fin de seguir en el sendero de recuperación de los márgenes del segmento productor se establece esta resolución, la cual elimina la posibilidad a ciertos segmentos consumidores de adquirir el gas natural de las distribuidoras, debiendo entonces pasar a comprarlo directamente a productores o comercializadores.

En este sentido se establece que todos aquellos consumidores, con excepción de los usuarios residenciales y de los usuarios del servicio general P, con consumo del último año inferior a 9000 m<sup>3</sup>/mes podrán adquirir el gas directamente de productores.

Las distribuidoras no podrán entonces celebrar contratos con: grandes usuarios firmes o interrumpibles, usuarios del servicio general “G”, ciertos usuarios del servicio general “P” y usuarios del servicio firme e interrumpible de GNC.

▪ **Resolución 599/2007 (13/06/2007)**

Esta resolución establece un acuerdo con los productores de gas para el período 2007-2011, donde cada uno de estos se compromete a disponer un volumen predeterminado de gas por el lapso de vigencia del acuerdo.

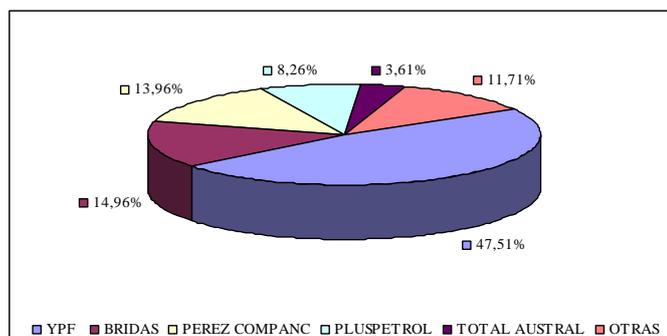
Analizando las resoluciones anteriormente mencionadas queda en claro que los grandes consumos industriales se encuentran relegados en todos los mecanismos de asignación de volúmenes, implicando esto que ante eventuales excesos de demanda y escasa oferta, los volúmenes a reducir en primer orden serán los del segmento industrial.

## 2.4 ACTORES PRINCIPALES

Según lo establecido por la Ley 24076/92, los sujetos que componen la industria son los *productores, distribuidores, transportistas, comercializadores y consumidores*. La finalidad de analizar estos diferentes actores es comprender en detalle el funcionamiento del mercado de gas en la Argentina y poder, en secciones posteriores, generar una imagen detallada de la situación actual reflejada mediante números concretos que afloran de la operatoria diaria.

### 2.4.1 Productores

El sector productivo se ha modificado en forma considerable en lo que respecta a sus actores principales. Desde la privatización de YPF, en manos de Repsol, la producción de gas y petróleo quedó casi exclusivamente en manos de capital privado, tal como se puede observar en las figuras 2.4.1-1 y 2.4.1-2. A su vez, esta transformación permitió un leve proceso de diversificación, donde nuevas empresas privadas pudieron ganar participación.



**Figura 2.4.1-1. Composición de la producción de gas en Argentina. Año 1993**

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

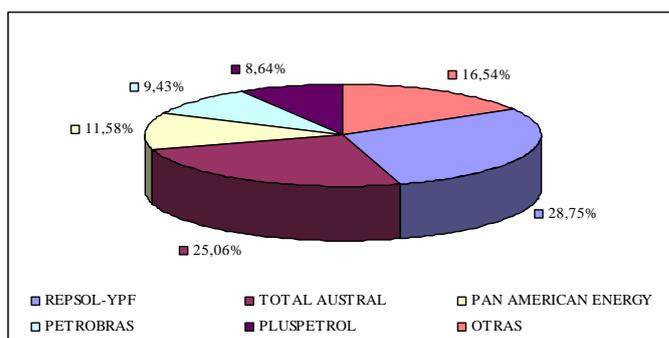


Figura 2.4.1-2. Composición de la producción de gas en Argentina. Año 2007

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

## 2.4.2 Transportistas

El servicio de transporte como se mencionó anteriormente es prestado por dos compañías, Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur. Cada una de las cuales opera los siguientes gasoductos principales.

Licenciataria	Nombre del Gasoducto	Capacidad Nominal (MM m3/día)	Inyección por cuenca	Origen	Nodo intermedio	Egresos Tramo Final
TGN	Norte	24,3	Norte y Bolivia	Campo Durán	San Jeronimo	San Jeronimo Troncal
	Centro-Oeste	32,8	Neuquina	Yac. Loma de la Lata		San Jeronimo Paralelo
TGS	Neuba II	28,9	Neuquina	Yac. Loma de la Lata	General Cerri	Cerri - Las Heras
	Neuba I	14,1		Yac. Sierra Barrosa		Cerri - Rodriguez
	Hasta Chelforó					
	Desde Chelforó	9,6				
San Martín	28,2	Austral	Yac. San Sebastián	Cerri - Gutierrez		

Tabla 2.4.2 -1. Estructura principal del sistema Argentino de transporte de gas natural. Año 2007.

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas.

En la figura 2.4.2-1 se presenta en detalle la distribución geográfica y el recorrido de los principales gasoductos antes mencionados. Visualizándose a su vez la ubicación de plantas compresoras, de tratamiento y de almacenamiento. Al analizar esta figura, queda en evidencia como los principales gasoductos concluyen todos en las cercanías de la Capital Federal.

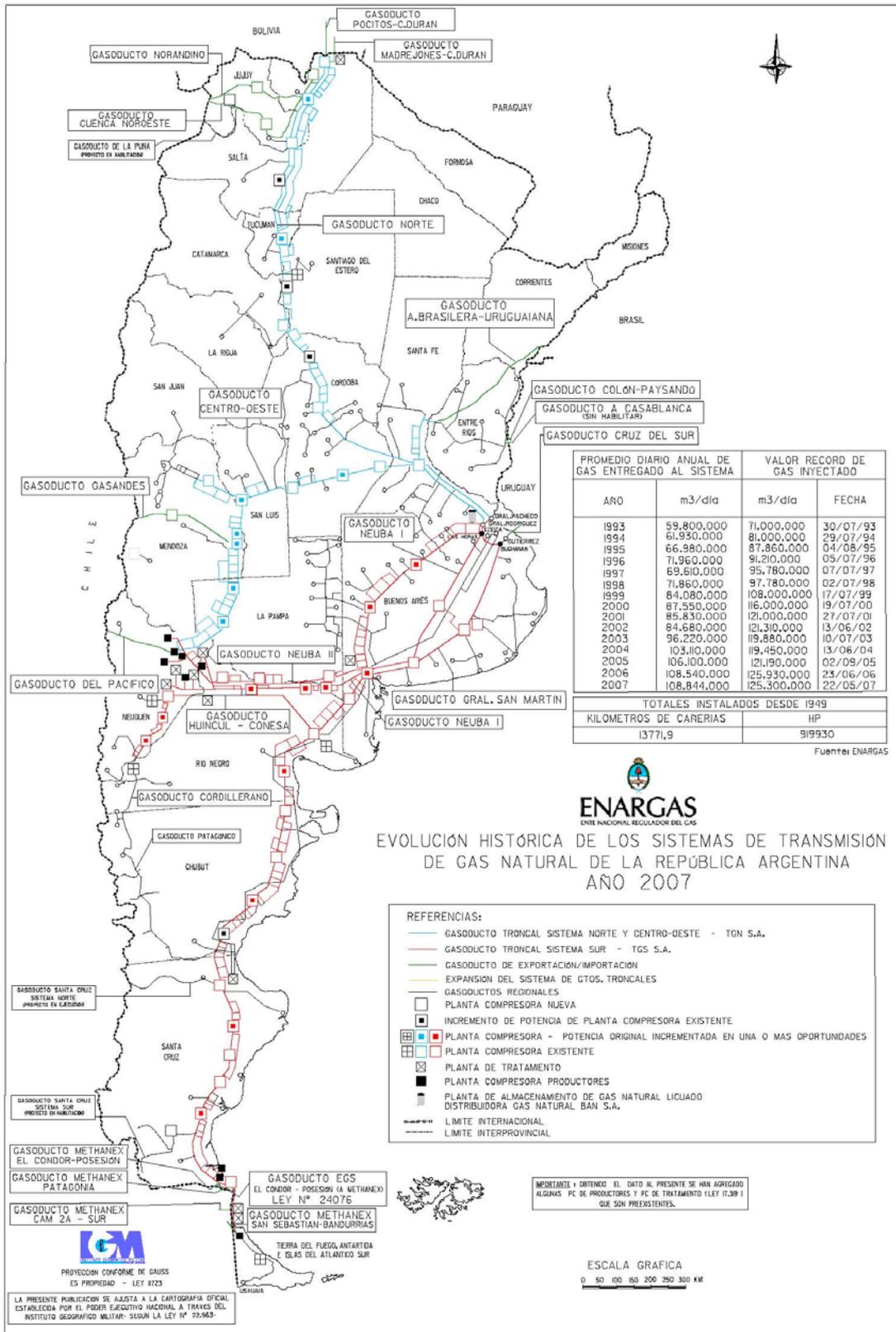
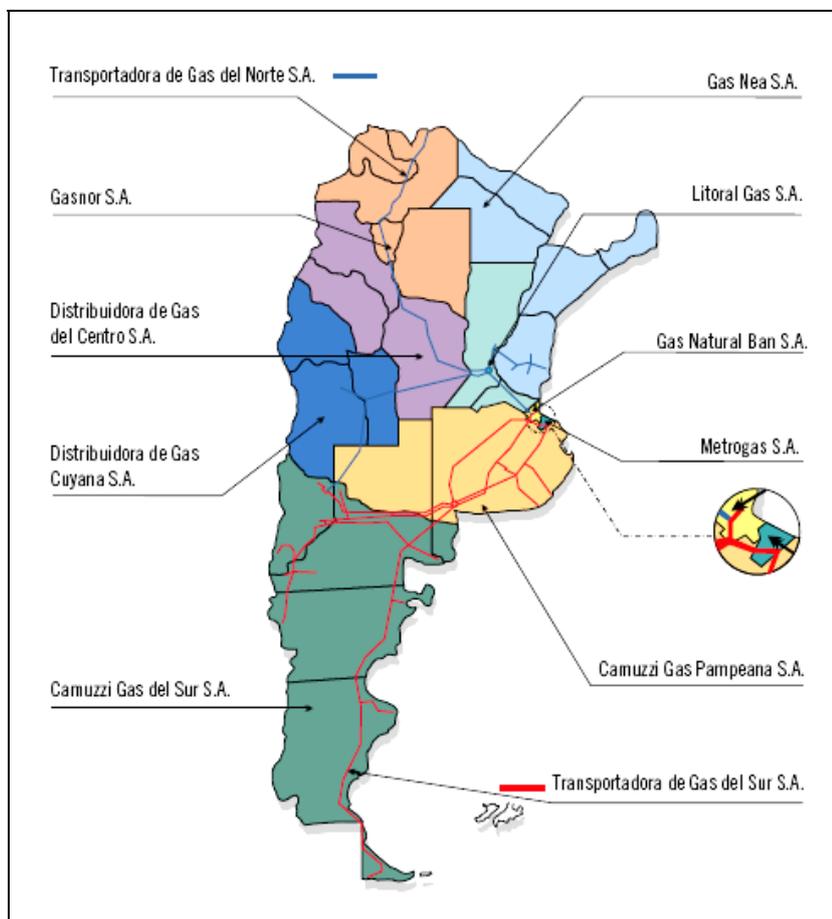


Figura 2.4.2-1. Distribución geográfica de los gasoductos de transporte.

Fuente: Enargas

### 2.4.3 Distribuidoras

Cada una de las empresas distribuidoras tiene a su cargo un área geográfica. Su trabajo consiste en recibir el suministro de gas en el punto de ingreso (city-gate) de cada ciudad y destinar dichos volúmenes a los usuarios finales a través de un sistema de redes de distribución.



**Figura 2.4.3-1. Distribución geográfica de licenciatarias de distribución.**

*Fuente: Enargas*

En la figura 2.4.3-2 queda en evidencia la importancia relativa de cada una de las distribuidoras en relación al volumen entregado por cada una de ellas. A su vez, se deduce como se estructura geográficamente el consumo de gas en la Argentina. Se observa que el 38% del consumo de gas se encuentra focalizado en Capital Federal y el Conurbano Bonaerense, donde la distribución está a cargo de las empresas Metrogas y Gas Natural BAN. De la misma forma, se observa en la figura 2.4.3-2, que la mayor concentración de clientes se da en las distribuidoras antes mencionadas.

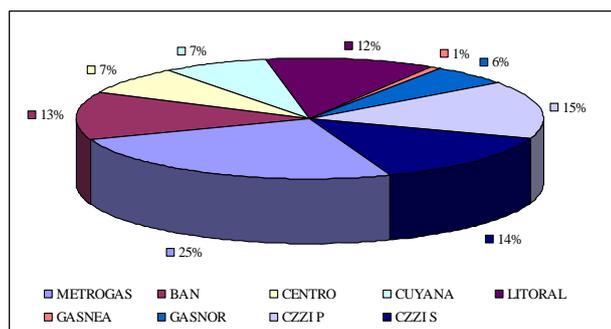


Figura 2.4.3-2. Participación relativa de las distribuidoras en volumen entregado. Año 2007

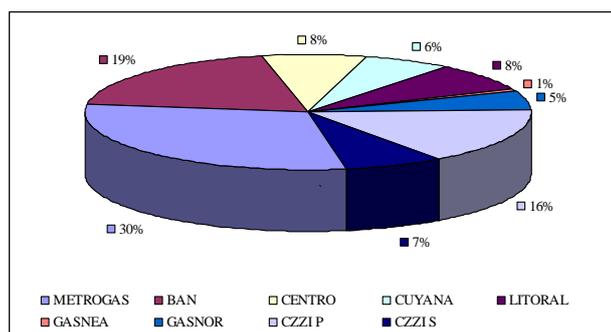


Figura 2.4.3-3. Participación relativa de las distribuidoras según número de clientes.

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas

Para poder generar una idea mas clara de cuales son los clientes finales de una distribuidora y que tipo de servicios pueden brindar éstas, se procede a explicar las distintas categorías tarifarias del servicio de distribución de gas natural.

Las empresas distribuidoras prestan servicio básicamente para todos los segmentos consumidores, ya sean estos residenciales, comerciales, industriales, subdistribuidores, etc. El servicio brindado por la distribuidora puede incluir transporte, distribución y adquisición del gas. Dependiendo del tipo de consumidor se podrá adquirir uno, otro, todos o ninguno de los servicios brindados por la distribuidora. En este sentido, y a modo de ejemplo, un consumidor residencial adquiere todos los servicios directamente de la distribuidora. Sin embargo, un consumidor industrial, dependiendo de su volumen de consumo, podrá adquirir el gas directamente del productor, el servicio de transporte directamente de la empresa transportista y el servicio de distribución de la empresa distribuidora de su región.

La prestación del servicio de distribución de gas puede realizarse en base firme o interrumpible; este último podrá ser interrumpible de distribución (ID) o interrumpible de transporte (IT). El servicio Firme no prevee interrupción del suministro salvo en situaciones de emergencia o fuerza mayor. Por el contrario, el servicio Interrumpible prevee y permite interrupciones del suministro mediante el correspondiente aviso al cliente. Las tarifas servicio general G (SG-G), servicio firme de distribución (FD) y servicio firme de transporte (FT) requieren el pago de cargo por reserva de capacidad

más cargo por m3 consumido. Las tarifas ID e IT no requieren el pago de cargo por reserva de capacidad.

A modo de resumen, se presentan en la tabla 2.4.3-1, algunas de las principales características de las diferentes categorías tarifarias disponibles en las distribuidoras.

	Uso	Tipo de servicio	Contrato de servicio de gas	Plazo contractual mínimo	Cantidad contractual mínima	Tipo de conexión
<b>Residencial</b>	Doméstico	Firme	No	-	No	Red Distribución
<b>Servicio General "P"</b>	No doméstico	Firme	No	-	No	Red Distribución
<b>Servicio General "G"</b>	No doméstico	Firme	SI	-	1000 m3/día	Red Distribución
<b>Gran usuario "ID"</b>	No doméstico	Interrumpible	SI	12	3000000 m3/año	Red Distribución
<b>Gran usuario "FD"</b>	No doméstico	Firme	SI	12	10000 m3/día	Red Distribución
<b>Subdistribuidor</b>	Subdistribución	Firme	SI	-	-	Red Distribución
<b>GNC</b>						Red Distribución
<b>Gran usuario "IT"</b>	No doméstico	Interrumpible	SI	12	3000000 m3/año	Red Transporte
<b>Gran usuario "FT"</b>	No doméstico	Firme	SI	12	10000 m3/día	Red Transporte
<b>Cuenta de Terceros</b>	No doméstico	Firme - interrumpible	SI	12		Red Distribución

Tabla 2.4.3-1. Características de las diferentes categorías tarifarias

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas

Para un consumidor industrial de gas natural es importante tener conocimiento de cómo es la estructura de clientes de la distribuidora de gas a la cual se encuentra asociado. En la serie de figuras que se presentan a continuación, se observa como se reparte el volumen total distribuido por cada distribuidora, en los diferentes segmentos consumidores y se observa también como dichos porcentajes fluctúan dependiendo de la época del año que se analice.

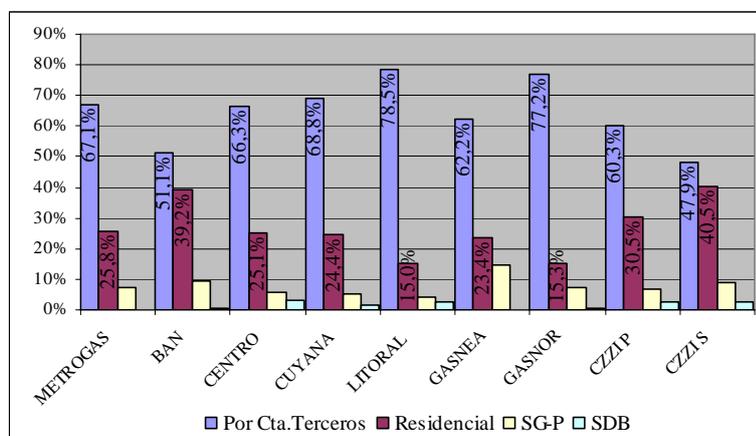


Figura 2.4.3-4. Participación relativa de los segmentos consumidores. Promedio anual

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas.

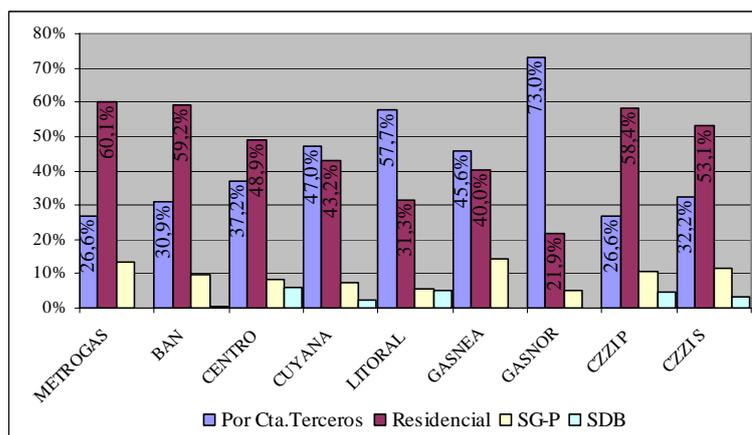


Figura 2.4.3-5. Participación relativa de los segmentos consumidores. Promedio invierno

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas

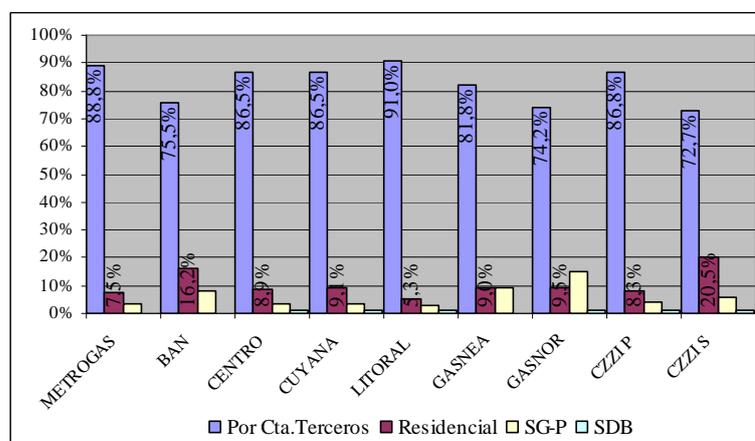


Figura 2.4.3-6. Participación relativa de los segmentos consumidores. Promedio verano

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas

El consumo de las industrias se encuentra en su gran mayoría incluidos en el segmento de consumidores “Por cuenta de terceros”, ya que los mismos adquieren el gas directamente de productores o comercializadores, tal como se encuentra definido en la Resolución 752/2005.

Entender cual es la estructura de clientes de una distribuidora permite estimar, en cierta forma, cuales serán las probabilidades de tener restricciones en el suministro de gas natural. Esto se debe principalmente a que cada uno de los segmentos consumidores tiene una curva de demanda muy diferente, en particular el consumo residencial, como se analizará en secciones posteriores de este trabajo, tiene una alta estacionalidad. Durante la época invernal este consumo multiplica entre 3 y 8 veces el consumo de verano, captando parte de la capacidad de transporte y volúmenes de gas de otros segmentos consumidores de la distribuidora.

#### 2.4.4 Comercializadores

Los comercializadores tienen el objetivo de adquirir volúmenes de gas de los productores para luego venderlos a sus clientes por cuenta y orden de los productores, a precios convenientes como para captar mercado y a su vez generar un margen operativo razonable para su negocio.

Los comercializadores son útiles tanto para el productor como para el cliente. Por un lado, el productor negocia la venta de un volumen significativo de gas con el comercializador, quien se compromete a colocar dicho volumen en el mercado. En consecuencia, el productor puede vender su producción en volúmenes de gran tamaño, lo que le facilita las tareas de venta. Por otra parte, el comercializador le facilita al conjunto de clientes, sobre todo al mediano o pequeño usuario, acceso a precios y volúmenes de gas que de otro modo no podría haber obtenido fácilmente.

#### 2.4.5 Consumidores

El Ente Nacional Regulador del Gas define a los consumidores en las siguientes categorías:

- Consumo de Centrales Eléctricas.
- Consumo Residencial.
- Consumo de GNC.
- Consumo Industrial.
- Consumo Comercial.
- Consumo de Subdistribuidores.
- Consumo de Entes Oficiales.

A partir de la figura 2.4.5-1 se pone en evidencia que los sectores de mayor influencia en el consumo total de gas son: las centrales eléctricas, el sector industrial, el residencial y el consumo de GNC. En consecuencia, en secciones posteriores de este trabajo se realizará un análisis del consumo de cada uno de estos sectores y se tratará de entender sus interrelaciones.

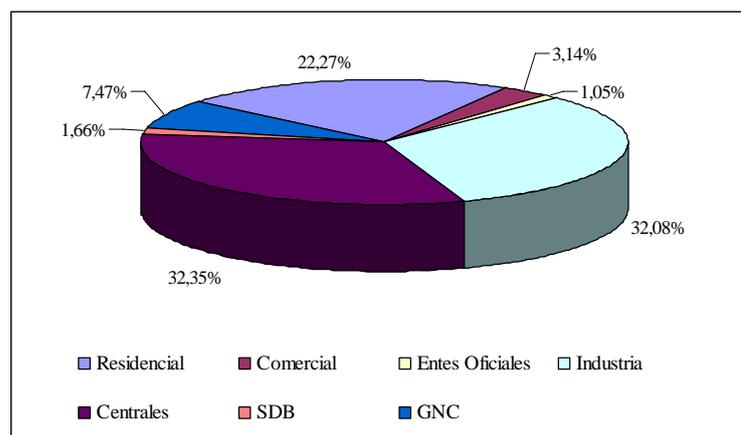


Figura 2.4.5-1. Participación relativa de los diferentes segmentos consumidores. Año 2007

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas

## 2.5 FACTORES QUE CONTRIBUYEN A LA FALTA DE GAS NATURAL EN EL SECTOR INDUSTRIAL

Habiendo descrito cada uno de los actores de este mercado, se pretende en esta sección analizar donde se encuentran las limitaciones más importantes del sistema y cuales son los impactos de los mismos a corto plazo. No se pretende ahondar en las causas que generaron las restricciones actuales sino solo generar un mapa del sistema que permita entender con mayor claridad la situación actual del mercado de gas en Argentina, siempre enfatizando el análisis sobre el efecto que tienen estas restricciones sobre el sector industrial.

Para abordar este objetivo se analizará, por un lado, la evolución de la demanda y por otro la evolución de la oferta de gas natural.

### 2.5.1 Análisis de la demanda de gas natural.

Al analizar los datos referidos a la demanda de gas natural en la Argentina, presentados en la figura 2.5.1-1, se observa un crecimiento constante desde el año 2002 y hasta la actualidad, lográndose en dicho período un incremento del 37,7%, con una tasa anual aproximada del 6,6%. Si se trata de vincular el comportamiento de esta curva con los hechos acontecidos durante este período, se podría asociar este comportamiento a la reactivación económica del país, post salida de la convertibilidad, que generó una reactivación de sectores como la industria, la construcción y el agro, entre otros.

Continuando con el análisis de la demanda de gas natural se procederá a continuación a evaluar las cuestiones particulares de cada segmento consumidor, según las categorías enunciadas en el punto 2.4.5 de este trabajo.

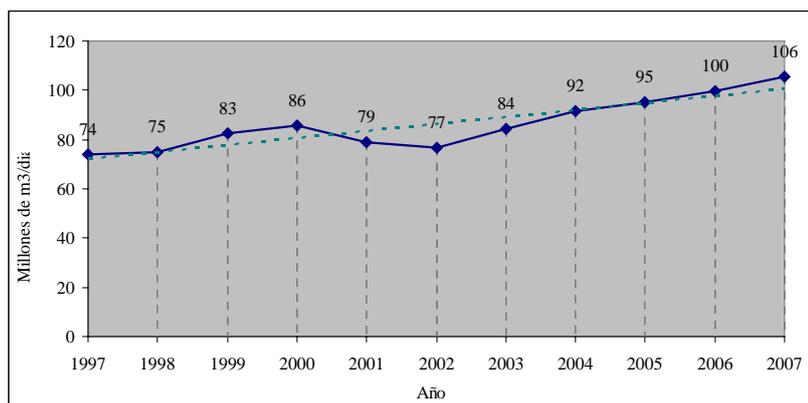


Figura 2.5.1-1. Total gas entregado a usuarios finales. (Incluye usuarios de distribución, by pass comercial, by pass físico, RTP Cerri y usuarios en boca de pozo)

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas

### 2.5.1.1 Consumo de Centrales Eléctricas

Las plantas de generación eléctrica de la Argentina están conformadas por ciclos combinados, turbinas de vapor y turbinas a gas; abarcando aproximadamente el 56% de la capacidad instalada de generación.

Como se puede observar en la figura 2.5.1.1-1 el tipo de generación que más participación ganó en los últimos años es la generación de ciclo combinado, principalmente debido a su alta eficiencia. Sin embargo, este hecho trajo aparejado un mayor consumo de gas, debido a que estas instalaciones funcionan de forma casi exclusiva con este combustible, volcando de este modo todo el crecimiento de la generación eléctrica sobre el gas natural.

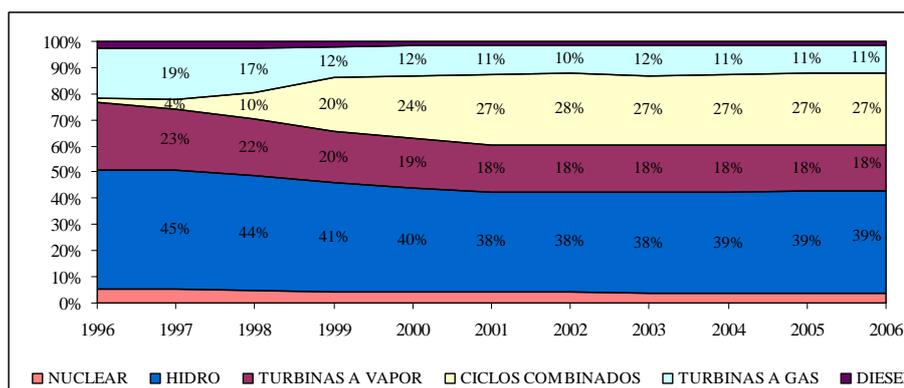
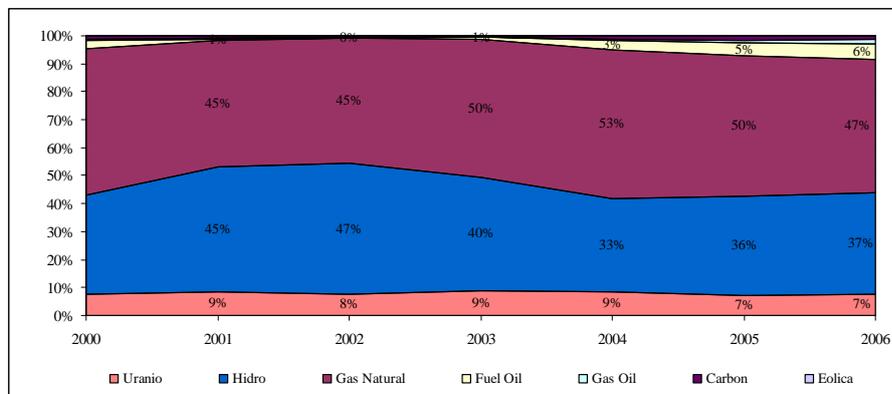


Figura 2.5.1.1-1. Composición de la planta de generación eléctrica en Argentina

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Cammesa.

En base a la figura 2.5.1.1-2 se observa que las centrales eléctricas funcionan mayoritariamente a base de tres fuentes de energía. En primer lugar se puede mencionar el uranio, que provee un 7% de la energía total utilizada como combustible, en segundo lugar, la energía hidráulica que provee un 37 % y por último el gas natural que provee el

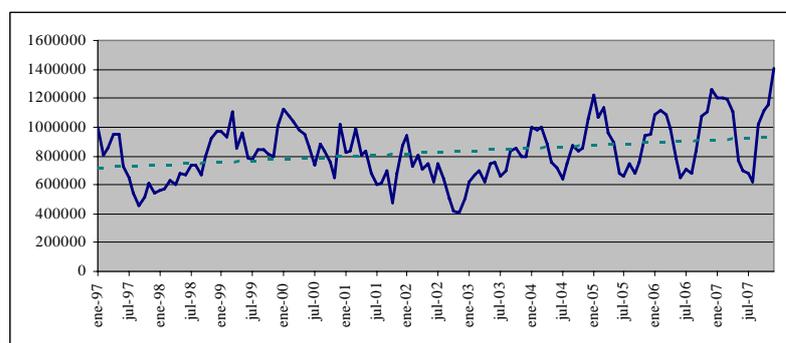
47% de la energía. De este modo queda en evidencia la fuerte dependencia de este sector para con este último combustible y la necesidad de garantizar su suministro. La falta de gas en este sector llevaría, por un lado, a elevar los costos de producción de energía eléctrica y por otro a generar faltantes o limitaciones en la generación.



**Figura 2.5.1.1-2. Combustibles utilizados para la generación eléctrica**

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Cammesa

Al analizar en detalle la serie histórica del consumo de gas natural de las centrales eléctricas, presentada en la figura 2.5.1.1-3, se pueden extraer conclusiones importantes. La primera de ellas es que luego de un período de tendencia negativa en el consumo, el mismo comenzó a crecer a un promedio anual del 9,5% a partir del 2003. Otro aspecto importante que se desprende de la información analizada, es que la variación estacional del consumo de gas natural en este segmento se fue acentuando en los últimos años, fenómeno que implica que, debido a incrementos en los consumos de otros segmentos, el sistema se vio obligado a restringir los volúmenes para la generación de energía eléctrica, debiendo la misma recurrir a otro tipo de combustibles, principalmente durante el invierno.



**Figura 2.5.1.1-3. Evolución del consumo de gas de centrales eléctricas (Miles de m3 mensuales)**

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas.

### 2.5.1.2 Consumo Residencial

Cuando se menciona el consumo residencial se hace referencia al consumo que cada habitante realiza en su hogar.

El consumo residencial es tal vez el más importante de todos, no solo por su participación del 22,5 % del consumo total, sino también por su gran estacionalidad y por ser un segmento que tiene asegurado su suministro a lo largo de todo el año.

Como se puede observar en la figura 2.5.1.2-1, este segmento posee una gran estacionalidad, debido principalmente, al tipo de uso que se le da al gas natural. En general, el consumo residencial utiliza el gas; por un lado, para fines de cocción de alimentos y calentamiento de agua para fines higiénicos, consumo que se mantiene aproximadamente constante a lo largo de todo el año. Por otro lado utiliza el gas para fines de calefacción, el cual está directamente relacionado con las temperaturas que se experimenten en los diferentes períodos del año. De este modo este último factor determina la variación principal del consumo de este segmento.

Desde el año 1997 hasta la actualidad este segmento experimentó un crecimiento anual promedio de 4,1%, sin embargo la variación experimentada entre el año 2006 y 2007 alcanzó un valor del 21,6 %, atribuible tanto a factores climáticos, un invierno con muy bajas temperaturas, al bajo precio de este recurso energético, como así también al importante crecimiento de la construcción.

Este fenómeno tiene un gran impacto negativo sobre otros segmentos consumidores, ya que como se mencionó al desarrollar los aspectos más relevantes de la regulación de este mercado, este segmento posee prioridad por sobre cualquier otro.

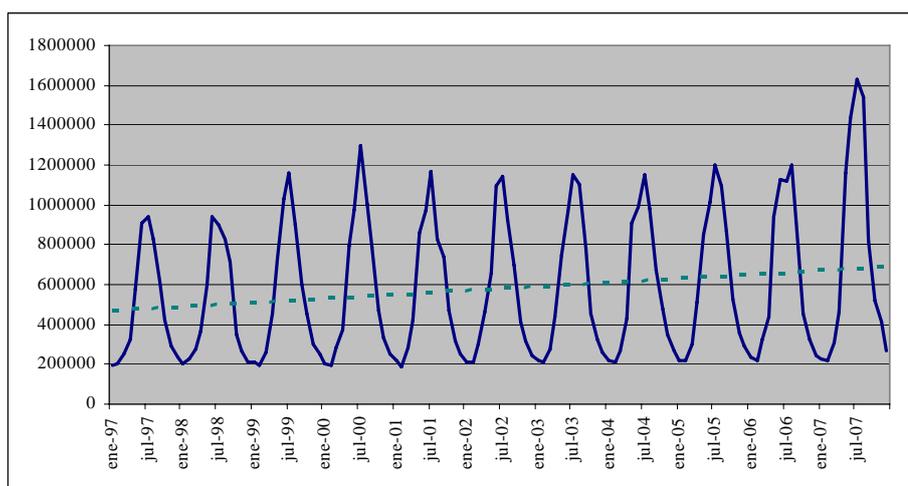
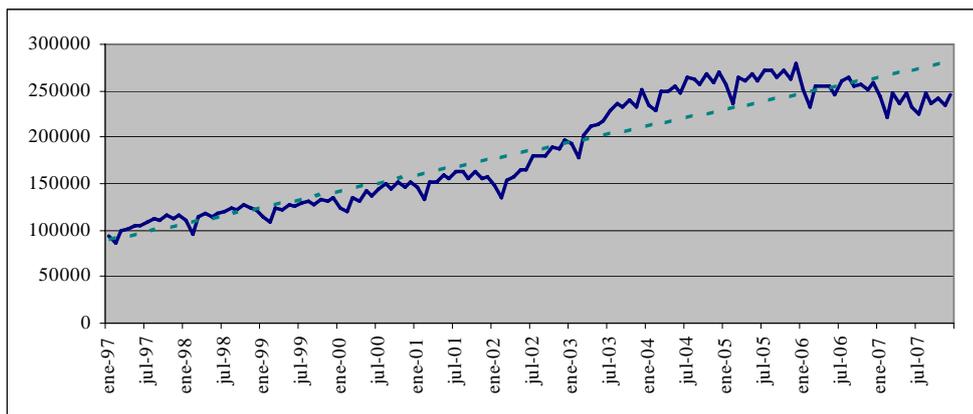


Figura 2.5.1.2-1. Evolución del consumo Residencial de gas. (Miles de m3 mensuales)

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas.

### 2.5.1.3 Consumo de GNC

El consumo de GNC se encuentra destinado a la utilización como combustible para vehículos de transporte. Este combustible ha ofrecido y continúa ofreciendo un beneficio económico importante respecto de las naftas. Particularmente este fenómeno se vio acentuado a partir de la devaluación del año 2002, que motivó una masiva conversión de vehículos hacia la modalidad GNC, efecto que perduró aproximadamente hasta fines del año 2003.

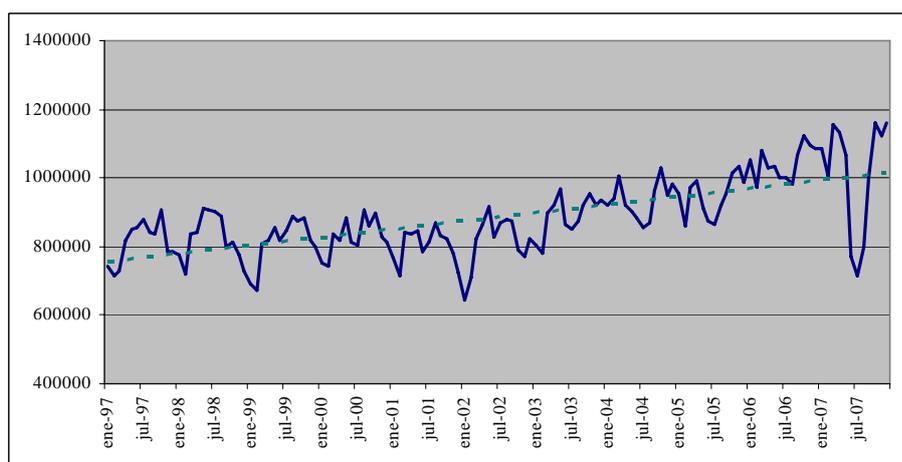


**Figura 2.5.1.3-1. Evolución del consumo de GNC. (Miles de m3 mensuales)**

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas.

### 2.5.1.4 Consumo Industrial

Al mencionar el consumo industrial de gas se están abarcando numerosos procesos industriales en los cuales se consume gas. Algunos de estos pueden ser: aplicaciones en calderas que generen vapor para auto-generación de energía eléctrica o para su uso en procesos, uso en hornos, procesos de secado de diversos productos, etc.

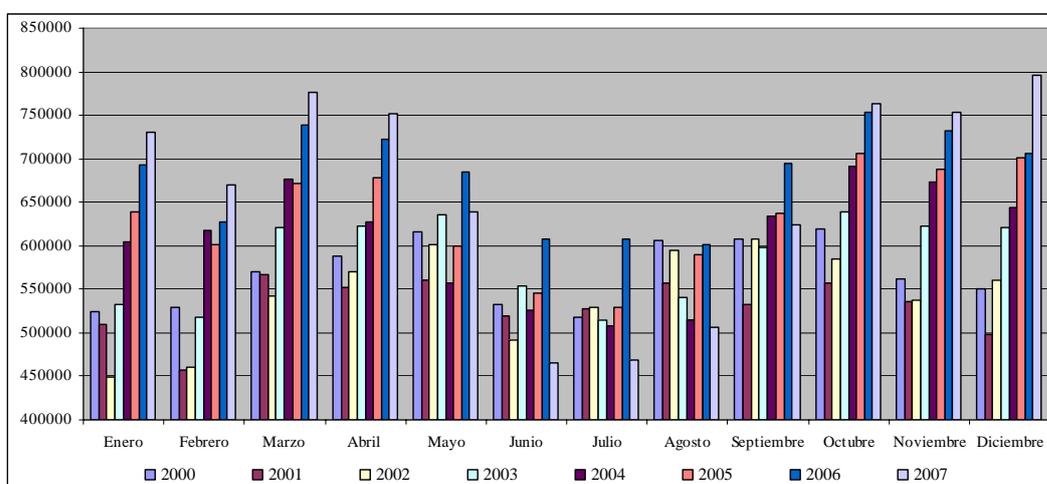


**Figura 2.5.1.4-1. Evolución del consumo total Industrial de gas. (Incluye usuarios de distribución, by pass comercial, by pass físico y RTP Cerri) – (Miles de m3 mensuales)**

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas.

Al evaluar el período 1997-2007 el sector industrial registró un crecimiento en el consumo de gas natural del 25%, siendo este, el segmento que menos creció en dicho período. Sin embargo es importante mencionar que prácticamente un 24% del crecimiento se generó en los años post crisis.

El consumo industrial de gas natural tiende a ser constante a lo largo del año debido a que las compañías buscan maximizar la utilización de sus plantas productivas con el fin de obtener los mayores beneficios económicos. Sin embargo debido a limitaciones de la oferta y al sistema de prioridades en la asignación de los volúmenes disponibles entre los diferentes segmentos, el consumo industrial frecuentemente sufre de restricciones en sus suministros, muchas veces experimentando cortes totales por períodos que pueden fluctuar entre horas a semanas.



**Figura 2.5.1.4-2. Análisis del consumo industrial mensual para distintos años. (Miles de m3 mensuales)**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas.*

Al analizar los datos operativos diarios, representados en la figura 2.5.1.4.2, se puede observar claramente como durante la época invernal los volúmenes asignados al sector industrial se ven considerablemente reducidos. Dichas reducciones de suministro se convierten directamente en reducciones de producción que generan pérdidas importantes de dinero.

En la actualidad la mayor parte de las industrias intenta programar su producción de manera de llegar a la temporada invernal con altos stocks, de tal forma, que a pesar de reducir o inclusive parar la producción, se pueda continuar atendiendo la demanda. Esta estrategia fue muy utilizada durante los últimos años como medida para atenuar los efectos de las restricciones. Sin embargo, dicha estrategia perdió efectividad debido al incremento de la demanda, que requiere que las empresas produzcan a un 100% de su capacidad productiva durante todo el año. Bajo este nuevo contexto es que las compañías encuentran cada día mayores dificultades para atender a la totalidad de la demanda en los períodos invernales.

Sin duda este fenómeno incorpora una nueva variable que debe ser evaluada con mucha atención por los empresarios, ya que no solo se podrían perder ventas transitorias, sino participaciones de mercado difíciles de recuperar.

Debido a la problemática anteriormente expuesta, es necesario tener un entendimiento mayor de las características particulares del consumo industrial y de los posibles escenarios que se deberán afrontar. Por este motivo se presentan a continuación algunos aspectos relevantes, que pueden ser de utilidad tanto para los actuales consumidores industriales como para aquellos nuevos proyectos que se encuentran en su fase de estudio y donde el suministro de gas podría ser una variable decisiva.

La distribución geográfica del consumo industrial de gas natural se puede visualizar claramente a través de la figura 2.5.1.4-3, donde se encuentra una segmentación de dicho consumo por zona geográfica de las licenciatarias de distribución. Es importante mencionar que para realizar dicho análisis se consideraron los volúmenes entregados por distribuidoras, by pass comercial, by pass físico y los consumos en la Planta General Cerri.

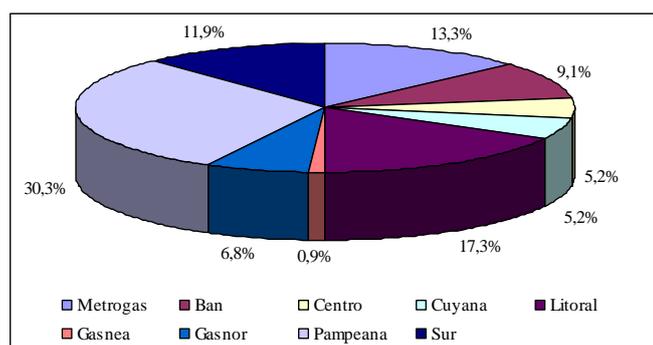


Figura 2.5.1.4-3. Distribución geográfica del consumo de gas natural industrial – Año 2007. (Incluye usuarios de distribución, by pass comercial, by pass físico y RTP Cerri)

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas

El consumo total de gas para clientes industriales en el año 2007 fue de 12.176.446 dam<sup>3</sup>, solo 9.843.425 dam<sup>3</sup>, equivalente a un 80,8% del total fueron entregados por las empresas distribuidoras. De este volumen, 93,9%, equivalentes a 9.243.978 dam<sup>3</sup> fue gas adquirido por cuenta de terceros y tan solo el 6,1%, equivalentes a 599.447 dam<sup>3</sup> fueron adquiridos desde la distribuidora. El restante 19,2% fue entregado bajo las modalidades de by pass físico, by pass comercial o consumido por la planta General Cerri.

Al mencionar la modalidad “by-pass comercial”, se hace referencia a grandes usuarios que compran gas y/o transporte por su cuenta. Por otra parte al mencionar “by-pass físico”, se hace referencia a grandes consumidores conectados directamente al sistema de transporte. Estas modalidades le confieren mayor independencia al consumidor respecto de las posibles problemáticas que pueda tener la distribuidora de su zona geográfica.

<i>Distribuidoras - Total gas entregado año 2007 (Millones de m3 anuales)</i>										
	Metrogas	Ban	Centro	Cuyana	Litoral	Gasnea	Gasnor	Pampeana	Sur	Participación (%)
SIDERURGICA		456,319		2,083	795,356		24,356	35,08		16,5%
CEMENTERA		0,25	181,788	108,643			61,904	357,819	91,617	10,1%
DESTILERIA	124,646	30,219		174,289	70,884			197,598	150,487	9,4%
ALIMENTICIA	18,433	67,37	115,623	46,158	104,707	26,144	243,082	78,88	17,577	9,0%
OTRAS	28,778	19,246	10,801	11,63	0,863	0,09	19,883	230,102	346,391	8,4%
PETROQUIMICA			54,837	12,607	127,386			340,796	129,325	8,4%
ACEITERA	68,061	5,982	24,281	0,034	489,442	2,262				7,4%
QUIMICA	24,705	261,401	21,058	4,544	124,971	11,796	24,109	29,972		6,3%
METALURGICA NO FERROSA	0,29	9,562	5,552				1,784	9,892	438,426	5,9%
CERAMICA	53,14	103,5	15,275	25,354	9,583		22,95	115,255	22,454	4,6%
CELULOSICA Y PAPELERA	57,894	81,555	2,293	3,814	83,313		87,372	24,121		4,3%
CRISTALERIA	207,411	4,916		48,877	9,513					3,4%
TEXTIL	39,365	18,709	15,807	2,183		1,567	14,592		20,783	1,4%
BEBIDAS	18,155	18,883	3,095	7,848	10,746		4,721	36,178		1,3%
METALURGICA FERROSA	22,151	2,549	2,63	3,587	35,27			2,173		0,9%
AUTOMOTRIZ		33,688	11,192		11,289		2,223			0,7%
FRIGORIFICA	0,089	9,915		1,505	23,208	16,895	0,636			0,7%
CAUCHO Y PLASTICO	20,829	24,864	1,595	1,859					0,548	0,6%
MADERERA		6,621		3,33	14,834	3,911				0,4%
CUERO	14,874	3,387	0,419	0,775	5,629		0,82			0,3%
Participación (%)	8,79%	14,58%	5,87%	5,78%	24,12%	0,79%	6,40%	18,35%	15,32%	

**Tabla 2.5.1.4-1. Gas entregado a grandes usuarios industriales por distribuidora y rama industrial.**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas.*

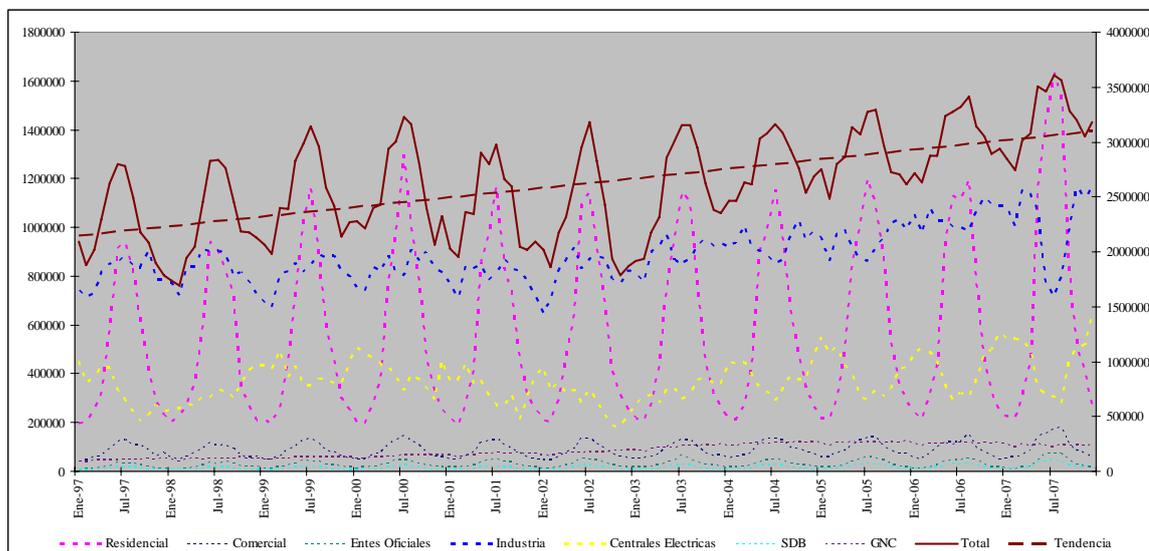
La tabla 2.5.1.4-1 presenta las principales ramas industriales consumidoras de gas discriminado por licenciataria de distribución, considerándose en este caso solo los volúmenes entregados a través de las distribuidoras a los grandes usuarios industriales.

Esta tabla es muy importante para poder entender, en primer término, cuales son las industrias que consumen grandes cantidades de gas, y en segundo término, para poder determinar cuales serán las empresas que estarán más expuestas a restricciones debido al tipo de estructura de clientes de la distribuidora a la cual se encuentren asociadas. De este modo se concluye que la distribuidora Litoral, es la que entrega los mayores volúmenes de gas para el sector industrial, seguida de las distribuidoras Camuzzi Pampeana y Sur.

En lo que se refiere a las ramas industriales que adquieren los mayores volúmenes, se debe destacar la fuerte participación del sector siderúrgico y cementero, con aproximadamente un 27% del volumen total de gas entregado. Por otra parte, teniendo presente cuales son las ramas industriales que adquieren las mayores cantidades de gas natural, se podrán determinar los posibles combustibles sustitutos para cada uno de los casos.

### 2.5.1.5 Interrelación entre los segmentos consumidores.

Habiendo mencionado y observado la evolución de los cuatro principales segmentos consumidores de gas, se procede a graficarlos en forma conjunta para poder apreciar mejor el impacto que genera el crecimiento de uno de ellos sobre el resto, y visualizar también la magnitud individual sobre la demanda total.



**Figura 2.5.1.4-1. Análisis conjunto de la evolución del consumo de los diferentes segmentos (Miles de m3 mensuales)**

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas.

Considerando los análisis realizados en los puntos anteriores, se llega a la conclusión que el sistema se encuentra con importantes limitaciones, reflejándose este hecho en la incapacidad del mismo para atender satisfactoriamente a la totalidad de las crecientes demandas. Con el fin de brindar una mayor cantidad de datos que apoyen este enunciado, se presentan a continuación las tablas 2.5.1.5-1 y 2.5.1.5-2, donde se plasman los crecimientos en el consumo de cada uno de los segmentos y sus respectivas variaciones interanuales.

Se observa así, que en el año 2007, mientras el sector residencial y las centrales eléctricas aumentaron su consumo en un 21,6% y 7% respectivamente en forma comparativa con el año 2006, el sector industrial debió reducir su consumo en un 2,8%. Esto lleva a concluir que estos tres segmentos, de gran importancia, no podrán bajo el contexto actual, crecer en forma simultánea sin que el crecimiento de uno afecte el desarrollo de los restantes.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Residencial</b>	16.102	17.964	19.088	18.403	18.235	18.933	18.933	20.392	20.269	24.657
<b>Comercial</b>	2.600	2.784	2.886	2.762	2.705	2.816	3.068	3.095	3.020	3.401
<b>Entes Oficiales</b>	0.759	0.888	0.932	0.964	0.968	1.070	1.010	1.103	1.014	1.155
<b>Industrial</b>	27.150	26.785	27.301	26.374	26.842	29.295	30.756	31.056	34.324	33.360
<b>Centrales Eléctricas</b>	23.420	29.260	29.859	24.378	21.326	23.975	28.338	29.288	31.182	33.359
<b>SDB</b>	0.786	0.856	0.923	0.916	1.018	1.143	1.261	1.414	1.476	1.803
<b>GNC</b>	3.868	4.134	4.595	5.070	5.590	7.233	8.341	8.679	8.337	7.830
<b>Total</b>	<b>74.686</b>	<b>82.671</b>	<b>85.584</b>	<b>78.868</b>	<b>76.684</b>	<b>84.465</b>	<b>91.706</b>	<b>95.027</b>	<b>99.622</b>	<b>105.565</b>

**Tabla 2.5.1.5-1. Evolución del consumo por segmento (Millones m<sup>3</sup>/día promedio anual)**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas*

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Residencial</b>	1.3%	11.6%	6.3%	-3.6%	-0.9%	3.8%	0.0%	7.7%	-0.6%	21.6%
<b>Comercial</b>	-4.6%	7.1%	3.7%	-4.3%	-2.1%	4.1%	8.9%	0.9%	-2.4%	12.6%
<b>Entes Oficiales</b>	13.9%	16.9%	4.9%	3.5%	0.4%	10.6%	-5.7%	9.3%	-8.1%	13.9%
<b>Industrial</b>	1.7%	-1.3%	1.9%	-3.4%	1.8%	9.1%	5.0%	1.0%	10.5%	-2.8%
<b>Centrales Eléctricas</b>	-0.8%	24.9%	2.0%	-18.4%	-12.5%	12.4%	18.2%	3.4%	6.5%	7.0%
<b>SDB</b>	9.8%	8.9%	7.9%	-0.8%	11.1%	12.3%	10.3%	12.2%	4.3%	22.2%
<b>GNC</b>	11.4%	6.9%	11.2%	10.3%	10.3%	29.4%	15.3%	4.1%	-3.9%	-6.1%
<b>Total</b>	<b>1.2%</b>	<b>10.7%</b>	<b>3.5%</b>	<b>-7.8%</b>	<b>-2.8%</b>	<b>10.1%</b>	<b>8.6%</b>	<b>3.6%</b>	<b>4.8%</b>	<b>6.0%</b>

**Tabla 2.5.1.5-2. Variación porcentual interanual por segmento consumidor**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas*

En secciones posteriores de este trabajo se analizará si la incapacidad del sistema para poder abastecer a un mercado en crecimiento se debe a limitaciones en la producción del hidrocarburo en cuestión, a falta de capacidad de transporte o a ambos factores en conjunto.

## 2.5.2 Análisis de la oferta de gas natural

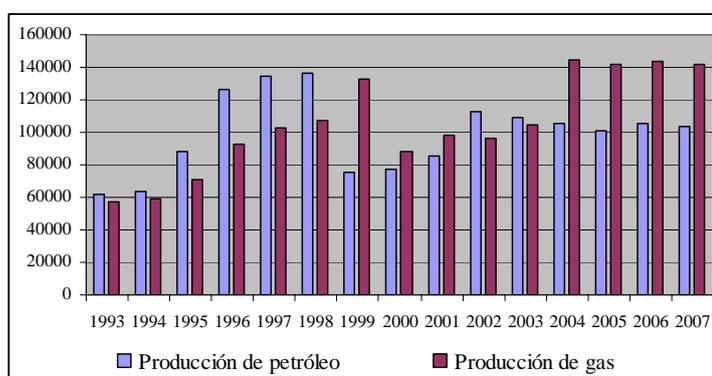
Teniendo en claro que existe una limitación del sistema que imposibilita en el corto plazo un crecimiento mayor de diversos segmentos, se ahondará en esta sección en el análisis de la situación actual de dos eslabones claves en la oferta de gas natural. Por un lado, se analizará la producción y por otro, el sistema de transporte. Ambos elementos igualmente importantes para poder lograr el objetivo de colocar el gas natural en los puntos de consumo de todos los clientes.

### 2.5.2.1 Análisis de la producción

Al analizar los datos oficiales referentes a la producción de hidrocarburos de la Argentina, presentados en la figura 2.5.2.1-1, se observa que tanto para el petróleo como para el gas prevalece, a partir del año 2004, un fenómeno de estancamiento en los niveles productivos.

Para el caso particular de la producción de gas se puede observar que durante el período que transcurrió desde el año 1993 hasta el año 1999 los niveles anuales de producción fueron en incremento. Durante los años en que aconteció la crisis económica, desde su comienzo en el año 2000 y hasta el principio de su superación en el año 2002, la producción de gas natural se mantuvo prácticamente constante pero aproximadamente un 34% por debajo del valor máximo que había alcanzado en el año 1999.

A partir del año 2003, y debido a la reactivación económica del país, el consumo de gas natural comenzó a crecer rápidamente, sin embargo, la capacidad productiva del sistema no acompañó esta evolución y encontró el máximo de su capacidad en el año 2004 con una producción total de 144.108 dam<sup>3</sup>/día que no fue factible de mantener para los años próximos.



**Figura 2.5.2.1-1. Evolución de la producción de petróleo y gas en la Argentina**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas*

Muchos son los factores que pueden contribuir a este estancamiento de la producción de hidrocarburos. Se podría pensar que los pozos productivos actuales han encontrado su curva de maduración, con lo cual la producción bajo este mismo esquema no podrá ser incrementada.

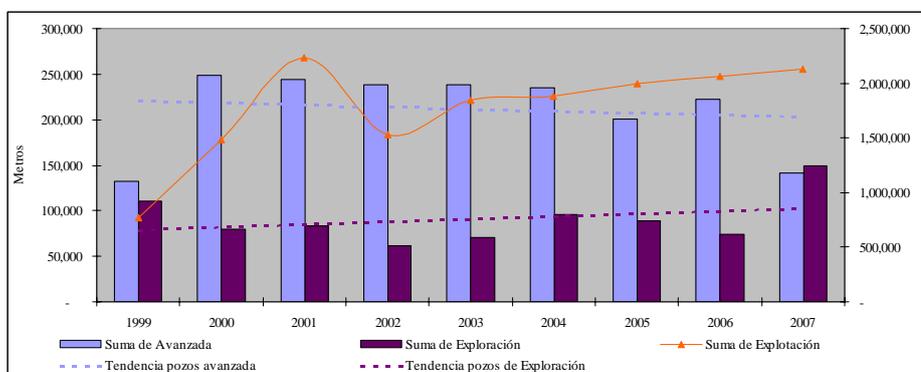
Para analizar en más detalle este factor, se procede a continuación a graficar la evolución de los metros perforados en los diferentes tipos de pozos. Antes de mencionar las particularidades de estos datos es necesario conocer el significado de cada una de estas categorías.

**Pozo de explotación:** se refiere a aquellos pozos perforados en áreas actualmente desarrolladas.

**Pozo de avanzada:** se refiere a aquellos pozos que son perforados fuera del perímetro del área actualmente desarrollada pero donde se esperan encontrar características similares.

**Pozo de Exploración:** se refiere a aquellos pozos que son perforados en áreas nuevas, las cuales no son conocidas hasta ese momento.

Los riesgos y costos al perforar pozos exploratorios, son mayores que aquellos de pozos de explotación o de avanzada, sin embargo mediante la exploración de nuevas áreas es la única forma de poder revertir en forma contundente una tendencia negativa de los niveles productivos. De no comenzar a explorar nuevas áreas esta tendencia negativa se irá incrementando.



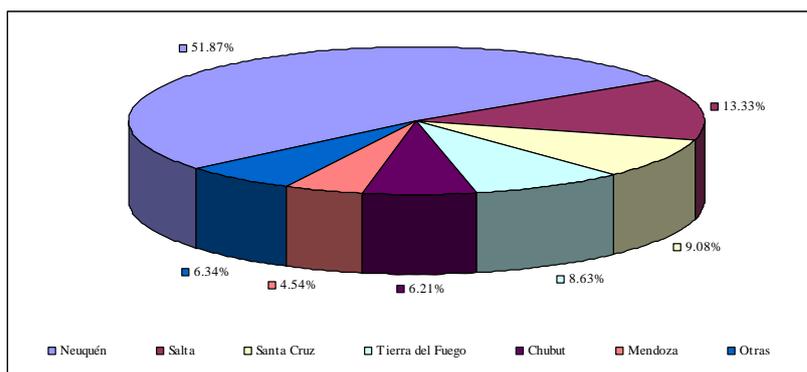
**Figura 2.5.2.1-2. Evolución de los metros totales perforados por tipo de pozo**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía*

Al relacionar los datos obtenidos de los niveles de producción y de los metros perforados a lo largo de los últimos años se concluye que, a pesar que el número de pozos de explotación ha ido aumentando, dicho aumento no ha sido suficiente como para compensar la pérdida de producción de los pozos actuales.

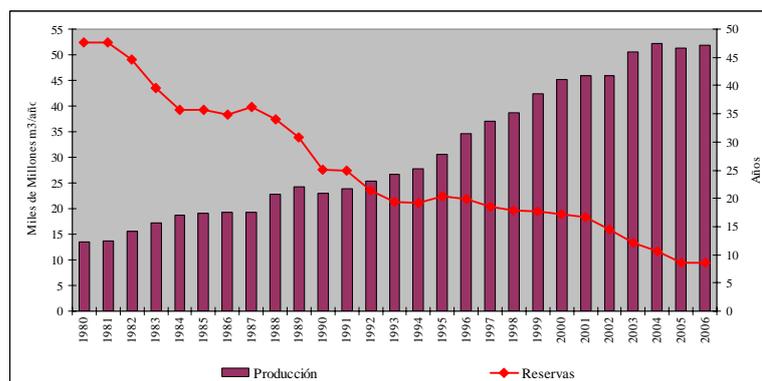
Se observa también, en la figura 2.5.2.1-2, que la cantidad de metros perforados en pozos de avanzada ha venido disminuyendo levemente en los últimos ocho años y que la cantidad de metros perforados en pozos exploratorios recién experimentó un leve crecimiento a partir del año 2007.

De este modo, una solución al problema debería comenzar por incrementar la exploración y la perforación de pozos exploratorios que puedan agregar mejores niveles productivos al conjunto de pozos actuales. Mas aún, si se pretende lograr un crecimiento de la producción a largo plazo se debería empezar a analizar la exploración de nuevas áreas, ya que si se analiza la contribución por provincia al total de la producción, se encontrará una alta dependencia de los volúmenes de gas provenientes de la Provincia de Neuquén, cuyo aporte alcanza aproximadamente al 52% de la producción total. Este hecho implica un alto riesgo, ya que el futuro abastecimiento de gas para el país se encuentra concentrado en una sola provincia y en pocos yacimientos.



**Figura 2.5.2.1-3. Distribución por provincia de la producción de gas. Año 2007**  
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

Como consecuencia de la falta de exploración y explotación de nuevas áreas, no solamente se ha estancado la producción, sino que las reservas de este combustible se han reducido considerablemente. Se puede observar en la figura 2.5.2.1-4 el comportamiento que han tenido las reservas de gas natural en los últimos 25 años, donde se observa que en el año 2006, las reservas de gas natural representaban solo 9 años de producción. Esta situación establece un marco de mucha inseguridad, en lo referente a los suministros energéticos para las generaciones futuras.



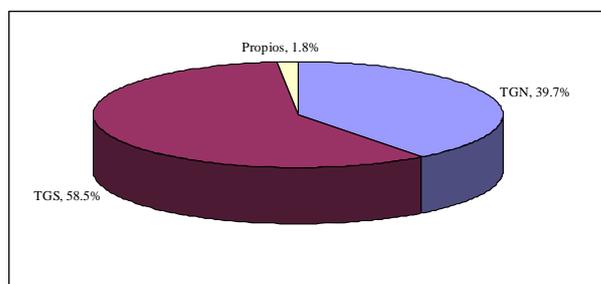
**Figura 2.5.2.1-4. Análisis de volúmenes de producción versus reservas**  
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía y del Enargas

### 2.5.2.2 Análisis del sistema de transporte

Durante los últimos años, en que la crisis energética ha ido adquiriendo mayor importancia, la responsabilidad de las restricciones en el suministro de gas no solo recayó sobre los productores, sino también gran parte de ella fue adjudicada a las empresas transportistas.

Por este motivo y debido a la importante función que desempeña el transporte dentro de la cadena del gas natural, es que en esta sección se propone analizar la situación actual de los gasoductos argentinos.

Para comenzar este análisis se presenta en la figura 2.5.2.2-1 la participación de cada empresa transportista sobre el total del gas natural transportado en el país en el año 2007. De este modo se observa que TGS es el actor principal transportando un 58,5% del volumen total inyectado al sistema, superando a TGN que transporta un 39,7% del total. El restante 1,8% del volumen es transportado por gasoductos pertenecientes a empresas privadas que solo transportan gas propio.



**Figura 2.5.2.2-1. Participación relativa de cada empresa transportista**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas*

El aporte que cada compañía genera al total de la capacidad de transporte del sistema, como se puede observar en la tabla 2.5.2.2-1, se mantuvo casi constante a lo largo del período 2000-2007, lo que implica también que la distribución geográfica de la producción lo hizo de la misma manera.

CAPACIDAD NOMINAL DE LOS GASODUCTOS (MM m3/día)										
Gasoducto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Variación 2006-2007	Variación 2000-2007
<b>Norte</b>	20,4	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	24,2	24,3	0,4%	19,1%
<b>Centro-Oeste</b>	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	32,8	32,8	32,8	0,0%	2,8%
<b>Total TGN</b>	52,3	54,4	54,4	54,4	54,4	55,3	57,0	57,1	0,2%	9,2%
<b>% TGN</b>	45%	45%	45%	45%	45%	44%	43%	43%		
<b>Neuba I</b>	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	14,1	14,1	14,1	0,0%	4,4%
<b>Neuba II</b>	27,6	28,4	28,4	28,4	28,4	28,9	28,9	28,9	0,0%	4,7%
<b>San Martín</b>	20,9	22,3	22,3	22,3	22,3	26,3	28,2	28,2	0,0%	34,9%
<b>Total TGS</b>	62	64,2	64,2	64,2	64,2	69,3	71,2	71,2	0,0%	14,8%
<b>% TGS</b>	53%	53%	53%	53%	53%	55%	54%	54%		
<b>TOTAL TPTE.</b>	116,5	120,8	120,8	120,8	120,8	127	131,63	131,63	0,0%	13,0%

**Tabla 2.5.2.2-1. Variación porcentual interanual por segmento consumidor**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas*

Al analizar la evolución de las capacidades de transporte de los diferentes gasoductos de cada empresa transportista se observa que en el período analizado, el crecimiento en la capacidad de transporte para el caso de TGN fue de un 9,2% y para el caso de TGS fue de un 14,8 % de la capacidad existente en el año 2000.

Con el fin de poder evaluar objetivamente dichos valores, es importante mencionar que en ese mismo período el volumen de gas natural entregado a los consumidores aumentó

en un 16,4%. Es evidente entonces que en el lapso de tiempo evaluado los gasoductos en cuestión incrementaron su factor de utilización.

Para poder entender en detalle cual es la situación actual respecto de la disponibilidad de capacidad de transporte en los gasoductos tanto de TGS como de TGN se debe estudiar su compartimiento a lo largo del año. De esta manera, para realizar dicho análisis se consideran tres valores representativos: el factor de utilización de la capacidad de transporte promedio de invierno, promedio de verano y el promedio anual.

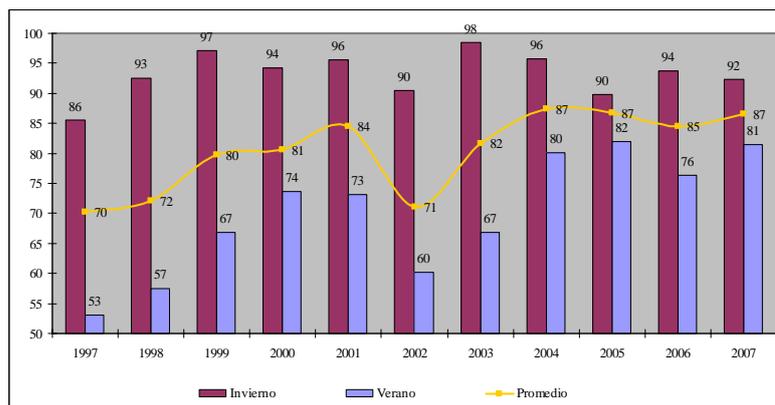


Figura 2.5.2.2-2. Factor de utilización de la capacidad del conjunto de gasoductos de TGS

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas

Al analizar la información referida a la situación de los gasoductos de la empresa TGS, presentados en la figura 2.5.2.2-2, se puede observar un marcado incremento en la utilización de la capacidad disponible de transporte, tanto para el período invernal como estival. En el año 1997 los valores de utilización eran de 86% y 53% respectivamente, mientras que para el año 2007 los valores fueron de 92% y 81%. Esta situación demuestra que, por un lado, el sistema tiene un alto porcentaje de utilización durante la época estival, lo que indica que se ha incrementado la demanda del sector eléctrico e industrial, ya que son los segmentos de importancia que adquieren gas durante esta época. El segundo aspecto a remarcar es que el sistema prácticamente no posee capacidad ociosa durante lo época invernal, lo que implica que, suponiendo que la disponibilidad de gas sea suficiente como para atender mayores demandas de los diferentes segmentos consumidores, se encontraría un cuello de botella en el sistema de transporte que limitaría de todas maneras, el crecimiento del consumo.

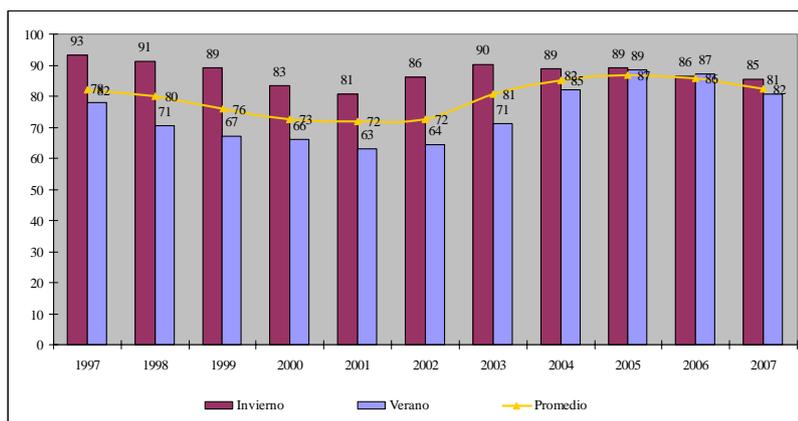


Figura 2.5.2.2-3. Factor de utilización de la capacidad del conjunto de gasoductos de TGN

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas

Los gasoductos de la empresa TGN se encuentran en similar situación que los de la empresa TGS. En este caso el sistema se encuentra, altamente demandado, pero presenta la particularidad que la diferencia de utilización entre el período invernal y estival es casi nula. Para el año 2007 los factores de utilización fueron de 85% y 81% respectivamente.

Como se analizó anteriormente los sistemas de transporte de gas natural se encuentran altamente demandados, expuestos a factores de utilización muy cercanos al 100% de su capacidad nominal, lo cual no da lugar a disponer de los márgenes operativos necesarios para disminuir la capacidad de transporte con el fin de realizar los correspondientes mantenimientos.

Dicho esto, es importante conocer cual es el aporte de cada gasoducto en particular al volumen total transportado. Disponer de este análisis puede ser de utilidad para conocer donde se deberían asignar mayores recursos para realizar las futuras ampliaciones.

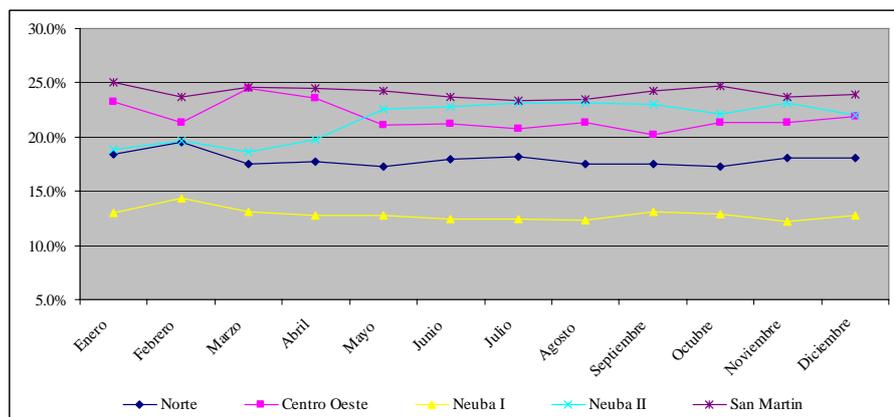


Figura 2.5.2.2-4. Porcentaje del volumen total manejado por cada gasoducto

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas

Al relacionar la figura 2.5.2.2-4 y la tabla 2.5.2.2-2 se puede tomar real magnitud de la situación particular de cada gasoducto, en lo que se refiere tanto a su factor de utilización como así también en lo referente a las necesidades próximas de ampliaciones. Vinculando los datos de ambas fuentes se puede observar factores de utilización cercanos al 93%, durante la época invernal, sobre gasoductos de alta influencia, como es el caso del gasoducto Neuba II.

Mes	Neuba I Tramo I/1	Neuba I Tramo II/2	Neuba II	San Martín	Tramos Finales	Regionales	Total	Norte	Centro Oeste	Total
Enero	0.794	0.964	0.743	0.831	0.792	0.308	0.79	0.873	0.78	0.818
Febrero	0.73	1.026	0.841	0.805	0.809	0.413	0.805	0.905	0.736	0.805
Marzo	0.763	1.094	0.793	0.854	0.779	0.48	0.813	0.86	0.842	0.85
Abril	0.865	1.166	0.815	0.889	0.813	0.753	0.856	0.911	0.863	0.882
Mayo	0.946	0.962	0.918	0.932	0.944	0.98	0.929	0.924	0.785	0.842
Junio	0.92	0.717	0.921	0.919	0.973	0.974	0.92	0.972	0.787	0.863
Julio	1.019	0.56	0.926	0.899	1	0.994	0.93	0.98	0.766	0.853
Agosto	1.063	0.695	0.889	0.892	0.972	0.994	0.919	0.937	0.781	0.845
Septiembre	1.054	1.194	0.891	0.879	0.897	0.906	0.913	0.894	0.711	0.786
Octubre	0.958	1.208	0.797	0.837	0.828	0.654	0.841	0.829	0.72	0.765
Noviembre	0.9	1.253	0.838	0.802	0.831	0.526	0.833	0.859	0.718	0.776
Diciembre	0.831	1.242	0.868	0.834	0.828	0.36	0.847	0.875	0.747	0.8

**Tabla 2.5.2.2-2. Factor de utilización de los diferentes gasoductos del sistema de transporte.**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos del Enargas*



### 3. COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS Y/O SUSTITUTOS AL GAS NATURAL

Habiendo presentado en la sección previa de este trabajo el desfavorable contexto energético en el cual se encuentra la Argentina y dentro del cual el sector industrial debe negociar sus contratos de suministro de gas natural, se pretende en esta sección analizar los mercados de los combustibles actualmente utilizados como sustitutos.

Para poder llegar a entender con claridad cuales son los sustitutos del gas natural en la industria primero se procederá a analizar el consumo energético total de este sector y la influencia relativa de cada combustible utilizado. Es importante visualizar los diferentes combustibles utilizados para luego poder decidir cuales son aptos para el reemplazo del gas natural. No todos los combustibles utilizados tienen por finalidad la sustitución del gas natural, sino que muchos de ellos son utilizados ya que brindan ventajas incomparables para ciertas ramas industriales. Como ejemplo de esto se podría mencionar los restos de caña de azúcar, sin valor comercial fuera de la industria, pero que dentro de ella representan un combustible muy importante.

#### 3.1 CONSUMO ENERGÉTICO INDUSTRIAL

El sector industrial es el segmento con mayor consumo de energía total. Su participación en el año 2006 fue de aproximadamente del 33%, superando a los restantes segmentos dentro de los cuales se destacan el consumo del sector de transporte con un 26%, el sector residencial con un 21% y el sector agropecuario con un 6%. Como se verá en los párrafos siguientes, en la actualidad el sector industrial consume principalmente energía en forma de gas natural y electricidad mientras que los sectores como el transporte y el agro consumen principalmente combustibles líquidos.

El hecho de que el sector industrial sea el sector con el consumo más intensivo de energía y a su vez el sector con la mayor contribución al PBI total del país, siendo esta del 16,5% en el año 2007, hace que dicho sector requiera un esfuerzo especial en lo que al suministro energético se refiere. No se puede permitir que el crecimiento de este sector tan importante se vea restringido por la creciente falta de combustibles.

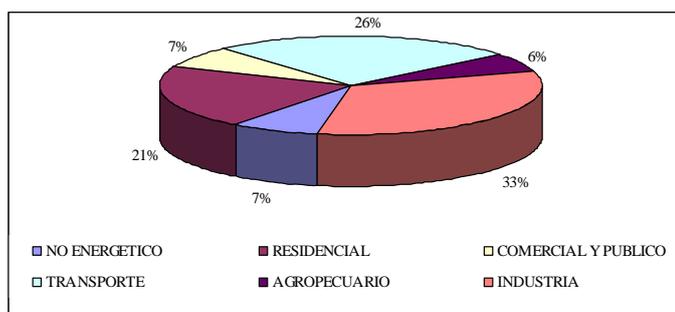


Figura 3.1-1. Distribución del consumo energético total por tipo de consumidor final. Año 2006

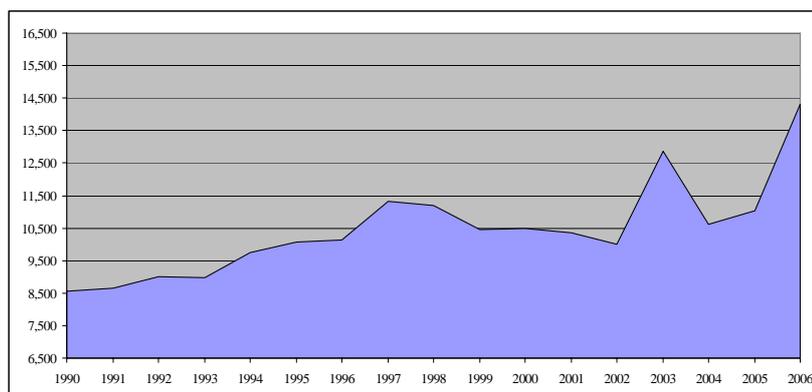
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

La demanda energética del sector industrial ha venido creciendo desde principios de la década del noventa. Sin embargo, debido a la relación directa que existe entre la situación económica del país y el desarrollo industrial, es que estos consumos sufrieron diferentes cambios a lo largo de dicho período.

Hacia el año 1997 el nivel de actividad industrial y por ende su consumo energético había llegado a valores máximos nunca antes obtenidos. Para dicho año el consumo fue de 11317 miles de TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo). En los años posteriores, el sector industrial comenzó a sentir las dificultades que le imponía el tipo de cambio de aquel momento y comenzó a perder competitividad, disminuyendo progresivamente su actividad. De este modo se llega a la crisis del 2001, donde el sector industrial se encontraba totalmente paralizado debido a la crisis económica general.

A partir del año 2002, y con la salida de la convertibilidad, la industria nacional recobró competitividad y comenzó a elevar sus niveles de actividad.

Finalmente la demanda energética de este sector ha venido creciendo en forma constante durante los últimos cuatro años, tal como se puede observar en la figura 3.1-2, en parte por el crecimiento industrial explicado anteriormente y también debido a la introducción de una mayor cantidad de industrias de consumo energético intensivo.



**Figura 3.1-2. Evolución del consumo energético total del sector industrial. (Miles de Kilos equivalentes de Petróleo - KEP)**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía. Valores del año 2006 Provisorios.*

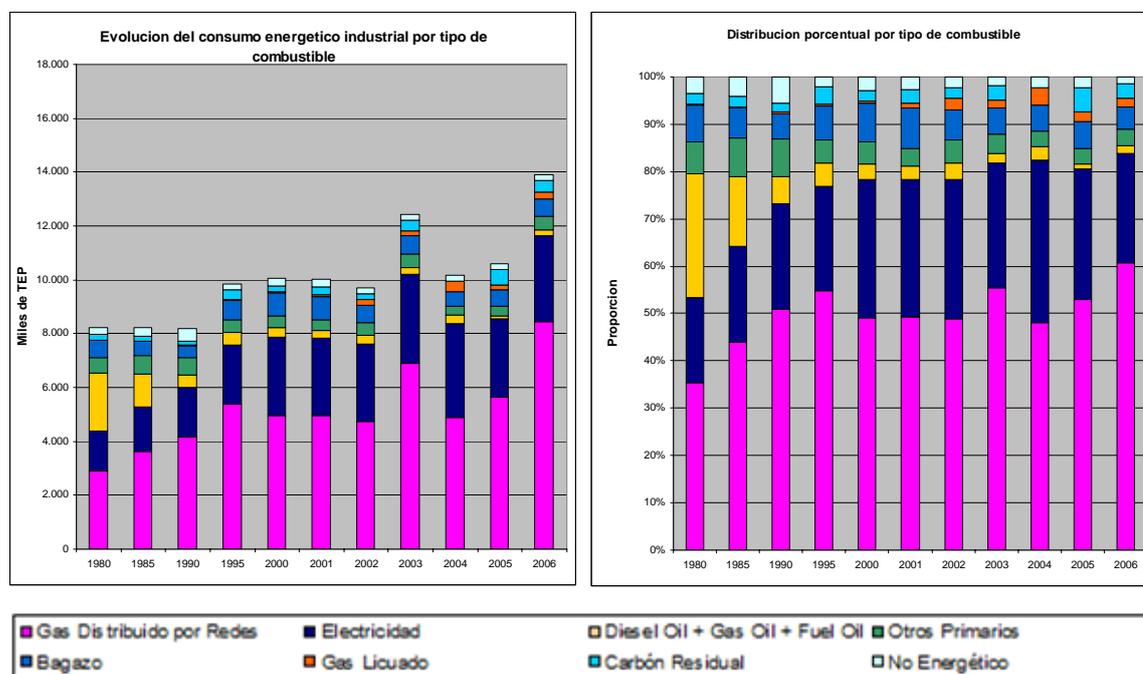
El consumo energético total antes analizado se compone de diversos tipos de energías, primarias y secundarias. Dentro del grupo de energías primarias que consume el sector industrial se encuentran combustibles como la leña, el bagazo y otros, agrupados en una categoría denominada “Otros primarios”.

El requerimiento de fuentes de energía primaria como el bagazo responde en general a la utilización de residuos o desechos de la propia actividad productiva. En general tienen poco valor económico, con lo cual resultan difíciles de reemplazar.

Dentro de la categoría “Otros Primarios” se engloba a diferentes tipos de residuos utilizados como combustible que se generan principalmente en los procesos de las actividades asociadas a commodities y al procesamiento de recursos naturales. Brindan claro ejemplos de este hecho industrias como las aceiteras, papeleras, ingenios azucareros y de procesamiento de arroz.

En el grupo de energías secundarias se encuentran la electricidad, el gas natural distribuido por redes, el diesel oil, el gas oil, las naftas, el fuel oil, el gas licuado y el carbón residual, entre otros.

Con el fin de entender mejor las particularidades del consumo energético del sector industrial, se presenta en la figura 3.1-3 el consumo desagregado por tipo de combustible y la participación de cada uno sobre el total consumido.



**Figura 3.1-3. Evolución del consumo energético industrial por tipo de combustibles y su participación relativa. (Miles de Toneladas equivalentes de Petróleo – TEP)**

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

La información analizada indica que con el pasar de los años se ha incrementado el requerimiento de gas natural y de energía eléctrica. En contraposición, se ha producido una sensible reducción en el consumo de derivados líquidos tales como fuel oil, diesel oil y gasoil, que en los años 80 participaban con el 25,4% del total de la energía consumida y que por ejemplo en el año 2006 tan solo significó un 1,5% del total.

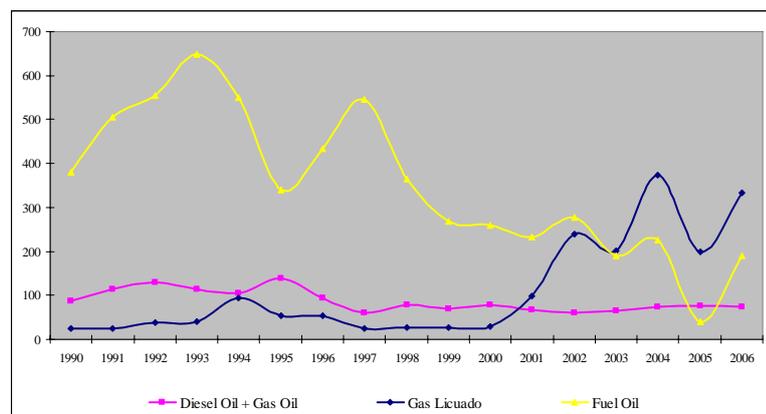
El consumo acumulado de gas natural más electricidad y derivados, ha permanecido prácticamente estable a partir de los años 80 y hasta la actualidad en un valor cercano al 80% del total, por lo cual, teniendo en cuenta lo expresado anteriormente, la reducción

registrada en el consumo de los derivados fue compensada por un incremento en la participación del gas natural y electricidad.

Este fuerte proceso de sustitución entre fuentes energéticas fue impulsado básicamente con la implementación de políticas orientadas a la utilización de fuentes abundantes como lo era el gas natural en la década de los 80 y también con la aplicación de políticas de precios para dirigir el consumo hacia la búsqueda de una mayor eficiencia y una mayor competitividad.

Sin embargo, el panorama energético de los últimos años, tal como se desarrollo en secciones anteriores, no concuerda con la situación anteriormente descrita. Bajo la situación actual, la disponibilidad de gas y electricidad se encuentra cada vez más comprometida y los precios de los combustibles cada vez menos controlables, debido al fuerte incremento de los precios internacionales.

Por estos motivos es que actualmente la tendencia en el consumo energético esta sufriendo un retroceso importante, volviendo a hacer uso de los combustibles líquidos, de mayor precio, menor eficiencia y mayor contaminación ambiental, para compensar en muchos casos la falta de gas natural.



**Figura 3.1-4. Evolución del consumo de combustibles líquidos por el sector industrial. (Miles de Tep)**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.*

En función de esta situación se propone evaluar que tipo de combustibles líquidos son actualmente utilizados en reemplazo del gas natural. Se tratará de analizar cuales de ellos ofrecen los mayores beneficios en lo que respecta a precio y factibilidad de uso. Este último aspecto es de vital importancia ya que no todos los combustibles son aptos para su utilización en los procesos industriales.

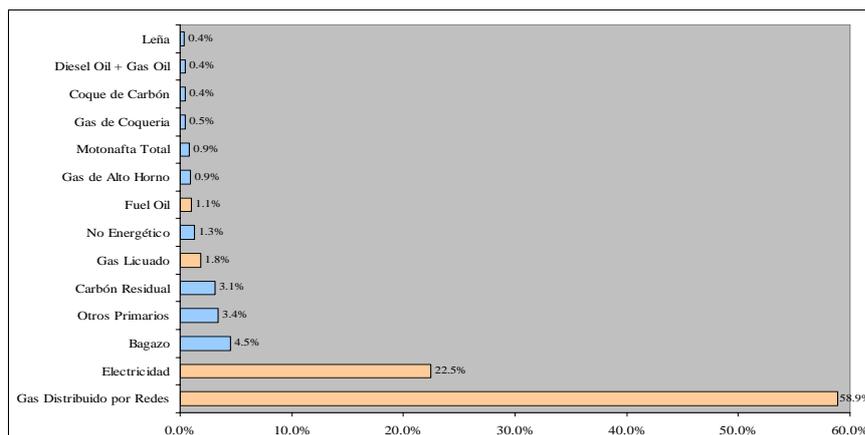


Figura 3.1-5. Participación relativa de cada combustible en el año 2006

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

Analizando la información presentada en la figura 3.1-5, queda en evidencia que los combustibles mas utilizados por el sector industrial, en el año 2006, fueron la electricidad y el gas distribuido por redes. Asimismo se establece que de los restantes combustibles expuestos solo se podría utilizar como alternativo y/o sustituto del gas natural al:

- Gas oil
- Fuel oil
- Diesel oil
- Gas licuado (Propano-Butano)

Observando el consumo energético desagregado del sector industrial y habiendo analizado la situación del mercado de gas natural y sus restricciones actuales, es imprescindible evaluar la situación de los mercados de los combustibles alternativos mencionados anteriormente. Se desea, mediante este análisis, minimizar o cuantificar los riesgos ante los cuales se estará expuesto ante eventuales cortes de suministro del gas natural. Por este motivo, se analizará a continuación la situación particular de cada uno de los mercados de estos combustibles.

### 3.2 MERCADOS DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS Y/O SUSTITUTOS

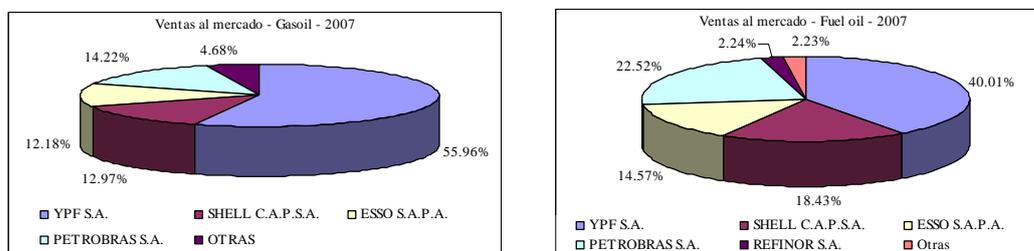
Con el fin de evaluar las condiciones actuales y futuras respecto de disponibilidad y precios de los combustibles en cuestión, se desarrolla a continuación un análisis sobre cada mercado en particular. Se pretende entender los comportamientos de consumo, tendencias, estacionalidades y distribución geográfica. Este ultimo sirve principalmente para poder relacionarlo con el consumo de gas natural por zona geográfica, para así

entender la interrelación de todos los combustibles y como son los procesos de sustitución por zona.

Antes de comenzar a desarrollar en detalle cada combustible, es importante mencionar como se compone la estructura del mercado de refinación de hidrocarburos en la Argentina.

El proceso de refinación, entendiendo esto como el procesamiento de crudo para su posterior obtención de productos derivados, se encuentra fuertemente concentrado. Como se puede observar en las figuras siguientes, las ventas al mercado de gas oil y fuel oil se encuentra principalmente manejada por las empresas YPF, SHELL, PETROBRAS y ESSO, las cuales operan las principales refinerías del país.

Se desprende a su vez, que el principal actor en el sector de combustibles es la empresa YPF, la cual condiciona fuertemente los precios de los restantes competidores.



**Figura 3.2-1. Ventas al mercado de gas oil y fuel oil**

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

### 3.2.1 Gas oil

#### 3.2.1.1 Introducción

Como se analizó en la sección anterior, el gasoil es uno de los combustibles utilizados en el sector industrial. En la actualidad su utilización para este fin no supera el 0,4% de la energía total consumida por el sector, sin embargo se estima que si las restricciones sobre la oferta del gas natural continúan creciendo este combustible indefectiblemente incrementará su participación. Por este motivo, a continuación se analizará la estructura de este mercado y se evaluará la capacidad del mismo para poder llegar a satisfacer una demanda adicional del sector industrial.

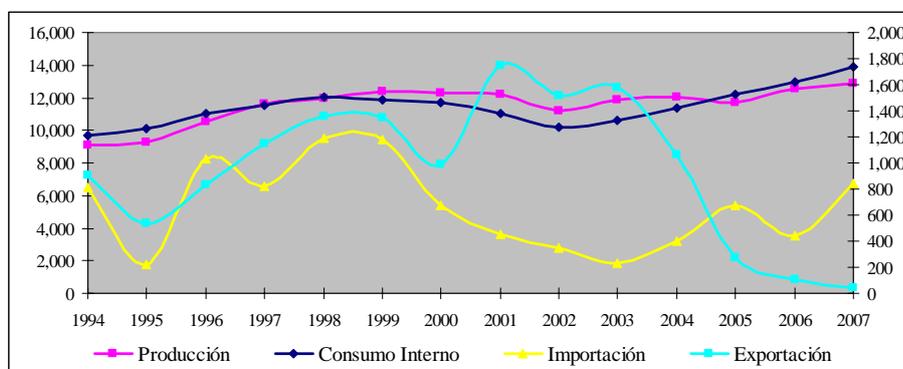
#### 3.2.1.2 Mercado

El consumo interno de gas oil posee una tendencia creciente en el período evaluado, 1994-2007, en donde para el primero el consumo era de 9720 miles de m<sup>3</sup> anuales y que en el 2007 se encontraba en un valor de 13854 miles de m<sup>3</sup> anuales, representando este incremento un 42,5% de crecimiento. Dentro de esta tendencia se encuentra un período

de consumo decreciente que corresponde a los efectos previos a la crisis del 2001 y cuyo inicio se comienza a experimentar a partir del año 1999.

Por otra parte la producción siempre acompañó la tendencia de las ventas al mercado interno y dependiendo del período evaluado, se podrá observar valores de producción levemente superiores o inferiores. En el año 2007 la producción de gas oil alcanzó su valor máximo de 12916 miles de m<sup>3</sup> anuales, no alcanzando, sin embargo, a cubrir toda la demanda local. De este modo la producción fue un 6,8% menor que las ventas al mercado interno de dicho año.

Una particularidad de este mercado es que, como se observa en la figura 3.2.1.2-1, en ciertos períodos anuales se produjeron tanto exportaciones como importaciones. Este fenómeno se puede justificar mediante las siguientes dos situaciones. Por un lado, se debe remarcar que debido a la alta calidad del gas oil nacional, superior a la de otros países productores, en muchos casos las empresas obtenían precios de exportación superiores a los de importación. El segundo justificativo, y el de mayor relevancia, es que los picos de consumo en el mercado local e internacional ocurren en períodos diferentes del año. Por este motivo, muy frecuentemente la capacidad local de almacenamiento no es suficiente como para absorber toda la producción en las épocas en que el consumo local es bajo. Este hecho fuerza a las empresas productoras a vender el excedente a mercados extranjeros y luego, en las épocas de alta demanda local, requerir de ciertas importaciones para compensar los faltantes.



**Figura 3.2.1.2-1. Evolución del mercado de gas oil en la Argentina. (Miles de m<sup>3</sup>)**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía*

A partir de mediados del año 2004, el consumo interno comenzó a superar la capacidad productiva de dicho combustible. Este hecho obligó a las empresas a cambiar la estrategia comercial, dejando en forma progresiva de realizar exportaciones. Sin embargo, este cambio no fue suficiente para compensar el crecimiento de la demanda y de todos modos las empresas se vieron en la necesidad de comenzar a elevar los volúmenes importados para poder compensar los faltantes.

En la actualidad la balanza comercial de dicho combustible es netamente importadora y continuará siéndolo de este modo de no realizarse nuevas inversiones en el sector de

refinación. Estas importaciones adquirieron extrema relevancia, a tal punto que el gobierno debió tomar una posición activa dentro del mercado, forzando en parte a las empresas privadas a realizar importaciones e inclusive interviniendo directamente en la compra de este producto para minimizar los problemas de abastecimiento.

Por otra parte, y como se analizará a continuación este fenómeno impacta negativamente en el precio local, ya que las importaciones se realizan a precio internacional. Para brindar un panorama más claro de esta situación es que a continuación se analizan los precios del gas oil en el mercado internacional y local.

### 3.2.1.3 Precios

Al analizar el precio internacional del gas oil, el primer factor que se debe remarcar es que dicho combustible es un derivado directo del petróleo crudo y por ende cualquier variación de precio del crudo afecta directamente al precio de referencia del gas oil.

Para cuantificar esta fuerte relación entre los precios de ambos combustibles se realizó una correlación entre la serie histórica mensual de precios de referencia internacionales de ambos elementos abarcando el período desde enero de 1997 a mayo del 2008.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0.995
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.991
R <sup>2</sup> ajustado	0.991
Error típico	6.559
Observaciones	137

Como se puede observar en los resultados obtenidos, un coeficiente de correlación de 0,995 indica que la relación entre ambos elementos es casi directa.

Debido al fenómeno económico que se encuentra afectando el precio del petróleo crudo y habiendo analizado la dependencia casi directa de los precios de los derivados respecto del precio del crudo, se puede observar en la figura 3.2.1.3-1 la evolución de los precios de referencia internacionales del gas oil.



**Figura 3.2.1.3-1. Evolución de los precios internacionales de referencia del gas oil.**

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Administración de Energía de Estados Unidos

Queda claro entonces que, a partir del año 2004, el precio internacional del gas oil comenzó a crecer y que en el año 2007 este crecimiento se disparó en forma abrupta.

Una vez analizado el mercado internacional y el comportamiento de sus precios se procede a analizar las características particulares en lo que refiere a precios del mercado local.

El precio del gas oil en el mercado local tuvo un comportamiento estable durante los años noventa. Sin embargo, los grandes cambios comenzaron en la crisis del 2001-2002, donde, debido a la salida de la convertibilidad, la moneda sufrió una fuerte devaluación. A partir de este momento se trató de ajustar los precios locales en pesos para intentar mantener el precio real en dólares y de este modo acompañar las tendencias internacionales. Este proceso de ajuste de precios fue evolucionando con los años, pero desde ese entonces se produjo una gran disociación, por un lado, entre el mercado local y el internacional y por el otro, entre los diferentes segmentos del mercado local. El mencionado proceso de ajuste se refleja con claridad en los datos plasmados en la figura 3.2.1.3-2, donde se observa un claro incremento en los precios finales en surtidor para el gas oil, período 2001-2002. Es importante mencionar, como se verá mas adelante, que dicho ajuste sobre el precio final de surtidor no fue suficiente como para mantener el valor real del combustible.

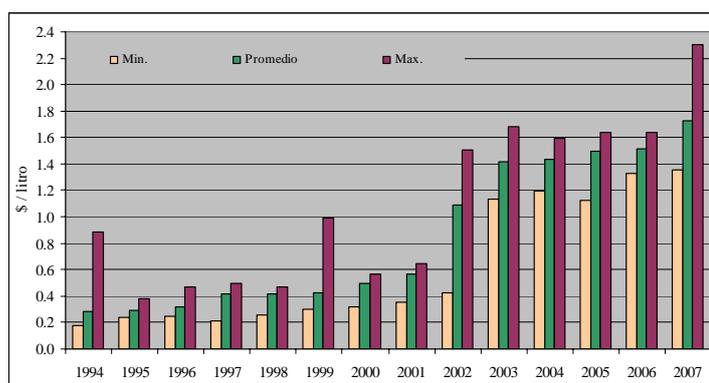


Figura 3.2.1.3 -2. Evolución del precio del gas oil en surtidores de la Argentina.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

La estructura que tiene el precio final de surtidor es la que se presenta en la figura 3.2.1.3.3.

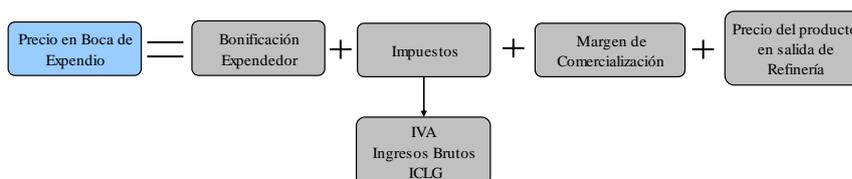
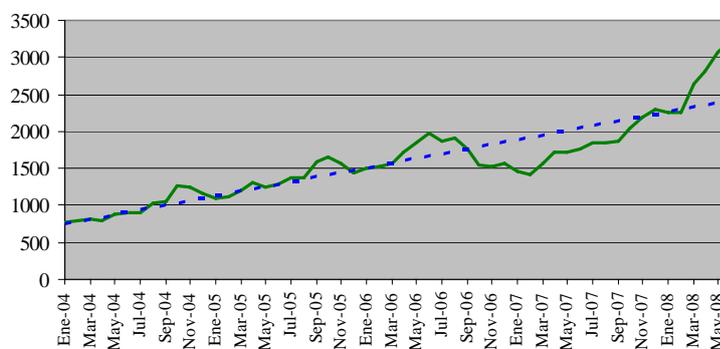


Figura 3.2.1.3-3. Composición del precio final en boca de expendio del gas oil

Sin embargo, para los fines de este trabajo, los precios en surtidor no tienen mayor importancia, ya que se presentaron solo a modo de ejemplo para observar el fenómeno

de ajuste producido a posteriori de la devaluación del año 2002. Por el contrario, los precios de venta mayorista son aquellos de importancia para el sector industrial, ya que son los precios a los que los consumidores de este segmento deberán adquirir el combustible en caso de necesitarlo.

En la figura 3.2.1.3-4 se presentan los datos referidos a los precios mayoristas de compra de gas oil, donde, al analizar el período comprendido entre junio del 2004 y junio del 2008, se observa que el precio se incrementó en aproximadamente un 257%. Queda claro entonces que el precio del segmento mayorista ha sufrido incrementos mayores que aquellos correspondientes al consumo final en surtidor, debiendo este segmento, absorber la mayor parte del impacto económico negativo que tienen tanto la tendencia creciente de los precios internacionales de los combustibles, como así también el efecto generado por la escasa oferta local que obliga a realizar importaciones.



**Figura 3.2.1.3-4. Evolución del precio mayorista del gas oil en la Argentina. (Pesos por m3).**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos de Cammesa.*

#### **Comparación de precios locales e internacionales**

Para entender mejor la relación de precios entre ambos mercados, internacional y local, es importante analizar la evolución conjunta a lo largo del tiempo.

En la figura 3.2.1.3-5, se puede observar en forma conjunta la evolución de los distintos precios analizados. Se presenta, el precio FOB internacional, esto significa el precio de referencia sin incluir impuestos ni flete a destino, el precio promedio de venta mayorista en el mercado local, compuesto principalmente del precio FOB, costo de transporte e impuestos, y por último el precio final al consumidor en el surtidor.

En primer lugar, mediante esta figura se pretende brindar una mejor visualización sobre el comportamiento relativo del precio final de surtidor en la Argentina, respecto tanto del precio mayorista como del precio internacional. En este sentido, se observa que entre el año 2002 y 2005 estos precios fueron superiores a los de las categorías antes mencionadas, hecho que es de esperar considerando la estructura de precio visualizada en la figura 3.2.1.3-3. Sin embargo, este precio comenzó a sufrir distorsiones

importantes a partir del año 2006, donde el mismo permaneció prácticamente constante mientras los precios mayoristas e internacionales crecieron fuertemente. Analizando finalmente la totalidad del año 2007 y los primeros cuatro meses del 2008, se observa que la brecha antes mencionada se agudizó considerablemente, debido principalmente a la imposibilidad de seguir las tendencias internacionales, ya que esto repercutiría negativamente en la economía diaria de los consumidores.

Por el contrario, al analizar el comportamiento del segmento mayorista en el mercado local, se observa una conducta totalmente diferente. En este caso se puede apreciar que ambos precios presentan tendencias similares en el período evaluado, siendo el precio local de venta mayorista superior al FOB internacional, como es de esperar. Se observa, sin embargo, que en los primeros meses del año 2008, el precio local mayorista se iguala prácticamente a los valores internacionales, lo que se puede asociar a la implementación de políticas generadas con el fin de limitar o mitigar, mediante subsidios o compensaciones, los costos locales de aquellos que deben adquirir este combustible. Principalmente enfocado a sectores como la generación eléctrica, que no pueden elevar demasiado sus costos debido a que no poseen la opción de trasladar este incremento a los consumidores finales. Por este motivo, un incremento en sus costos se traduciría directamente en la reducción de sus márgenes operativos.

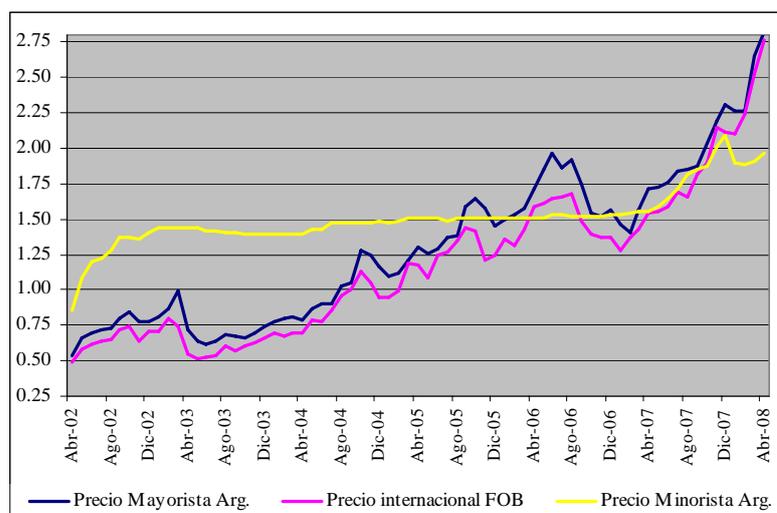


Figura 3.2.1-3-5 Análisis comparativo de precios local e internacional del gas oil. Pesos Corrientes

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía y la Administración de Energía de Estados Unidos.

Sintetizando los conceptos antes expuestos, se concluye que en la actualidad el precio local del gas oil presenta diferentes matices dependiendo el segmento consumidor que se analice. Por un lado, y como se mencionó, el segmento de consumidores finales pequeños obtiene un precio de compra que se encuentra totalmente desacoplado de las tendencias internacionales. Esto queda en evidencia ya que el precio para enero del 2008 en el mercado local fue de 1,9 pesos por litro mientras que en el mercado internacional, y a precio FOB el litro se encontraba a 2,11 pesos, sin considerar gastos de transporte ni impuestos.

Para el caso de los consumidores mayoristas, los mismos adquirieron el combustible para el mes de enero del 2008 a un valor de 2,26 pesos por litro. Esta última observación es de vital importancia para el estudio en cuestión ya que una de las premisas planteadas al comienzo de esta sección fue analizar como se comportaría este mercado ante un aumento en la demanda por parte del sector industrial. Queda entonces en evidencia que, dada la situación actual de la capacidad de refinación, no se podrá aumentar la producción local en el corto plazo, debiendo entonces recurrir a las importaciones. En consecuencia, la tendencia del precio mayorista continuará siendo similar a la de los precios internacionales, lo que se verá reflejado en importantes incrementos de los costos de aquellas industrias que decidan, o que se vean obligadas a recurrir a este combustible.

### 3.2.2 Fuel Oil

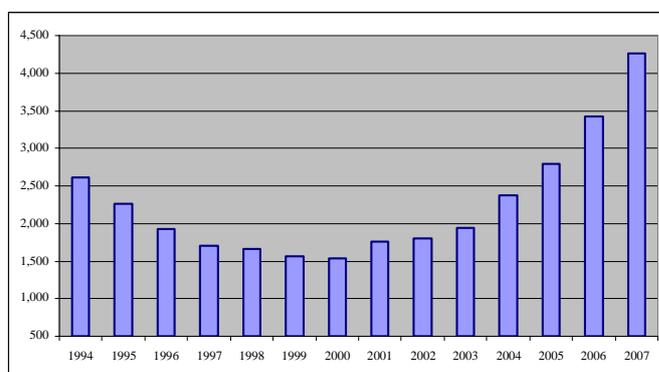
#### 3.2.2.1 Introducción

El fuel oil es el combustible líquido que comúnmente reemplaza al gas natural a nivel industrial, pues es el combustible que, como se mencionó en la sección 3.1 de este trabajo, fue desplazado por el gas natural en el proceso de conversión de la matriz energética hacia combustibles más limpios y económicos. En el año 2006, el fuel oil representó el 1,1% del total de la energía consumida por el sector industrial y se estima que debido a las restricciones en el suministro de gas natural, dicha participación continuará creciendo en los próximos años.

#### 3.2.2.2 Mercado

En lo referente al mercado del fuel oil en la Argentina se puede decir que presenta características similares al del gas oil, tanto en las empresas que lo producen como en aquellas que lo comercializan.

La producción de este combustible, como se puede observar en el grafico 3.2.2.2-1, ha crecido en forma constante a partir del año 2000, experimentado en dicho período un crecimiento cercano al 178%.



**Figura 3.2.2.2-1 Evolución de la producción de fuel oil en la Argentina. (Miles de Toneladas)**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía*

Sin embargo, dicha evolución en la producción, según datos del mercado, no es suficiente para abastecer la totalidad del mercado interno. No se dispone para este trabajo de estadísticas oficiales respecto a los volúmenes reales importados durante los últimos años. A pesar de esto, analizando artículos técnicos y opiniones especializadas, se concluye que en el mercado, la escasez de fuel oil es cada vez mayor y que se encuentra siendo compensada con mayores volúmenes de importación, especialmente durante los períodos de mayor consumo. Esta afirmación es sustentada por la información presentada en la figura 3.2.2.2-1, donde se observa que la importación de combustibles superó a la exportación, dando así lugar a una balanza comercial negativa.

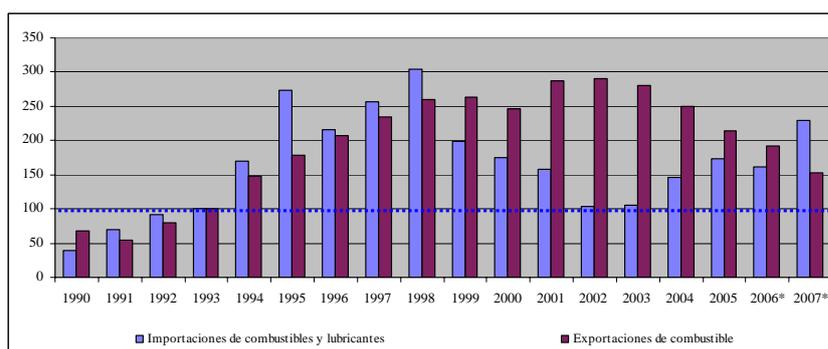


Figura 3.2.2.2-2 Análisis de las importaciones y exportaciones de combustibles y lubricantes. Valores del año 1993 tomados como base=100.

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Indec.

### 3.2.2.3 Precios

Al igual que en el caso del gas oil, el precio del fuel oil esta directamente vinculado al precio del petróleo crudo, teniendo ambos combustibles un comportamiento similar.

Como se puede analizar en la figura 3.2.2.3-1, los precios internacionales de referencia para el fuel oil se han incrementado fuertemente en los últimos años, siguiendo la tendencia del petróleo crudo, experimentando un incremento del 86% durante el año 2007.

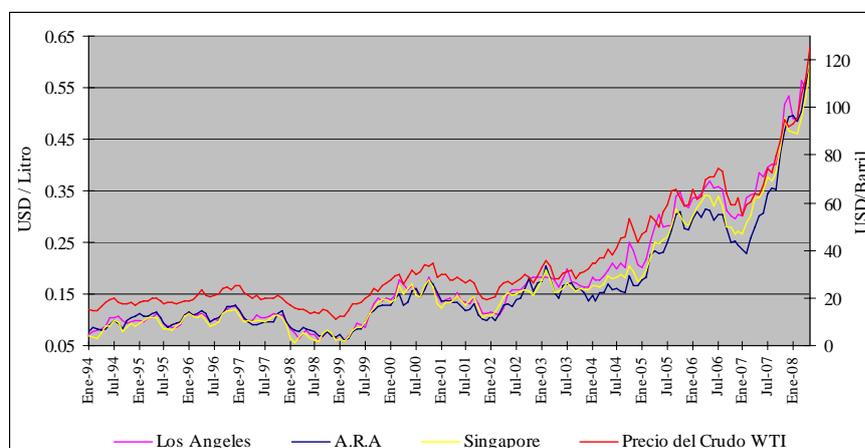


Figura 3.2.2.3-1. Evolución del consumo de combustibles líquidos por el sector industrial

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

En lo referente a los precios de este combustible en el mercado local se debe hablar solamente de un precio mayorista, ya que este combustible no es consumido por los segmentos residenciales, comerciales o utilizados en vehículos particulares.

Los precios mayoristas obtenidos como referencia, se presentan en la figura 3.2.2.3-2. Esta información demuestra que existe una tendencia creciente de dichos precios, habiendo experimentado, durante el año 2007, un incremento del 87.1%, muy cercano al crecimiento sufrido por el precio del petróleo crudo.

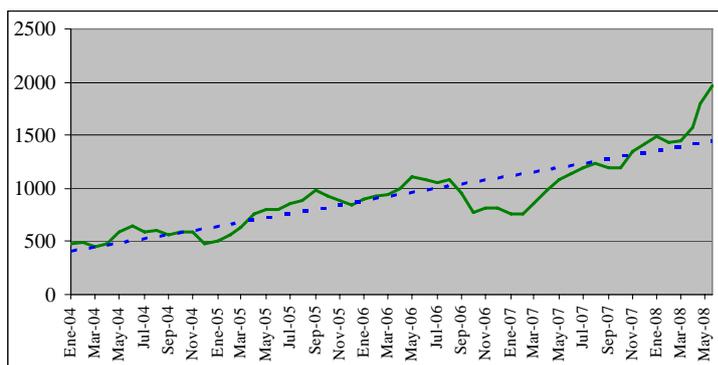


Figura 3.2.2.3-2. Evolución del precio mayorista del fuel oil en la Argentina. (Pesos por Ton).

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

Al analizar la evolución conjunta del precio mayorista local y el precio promedio de referencia internacional se observa que el comportamiento es prácticamente igual. Este fenómeno indica que bajo la situación actual, cualquier consumidor que desee adquirir fuel oil deberá estar preparado para absorber costos que, sin duda, evolucionarán según las tendencias de los mercados internacionales.



Figura 3.2.2.3-3. Evolución del consumo de combustibles líquidos por el sector industrial. (Pesos por Ton).

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

### 3.2.3 Propano y butano

#### 3.2.3.1 Introducción

El propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) y el butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) son combustibles que se obtienen de la refinación del petróleo y de plantas recuperadoras de líquidos del gas natural.

Comercialmente se puede obtener propano, butano y GLP (Gas licuado de petróleo) que es una combinación de ambos elementos.

A presión atmosférica y temperatura ambiente (1 atmósfera y 20° C), el Gas Licuado de Petróleo se encuentra en estado gaseoso. Para obtener líquido a presión atmosférica, la temperatura del butano debe ser inferior a -0,5° C y la del propano a -42,2° C. En cambio, para obtener líquido a temperatura ambiente, se debe someter al GLP a presión. Para el butano, la presión debe ser de más de 2 atmósferas. Para el propano, la presión debe ser de más de 8 atmósferas. De esta manera, 272,6 litros de gas propano y 237,8 litros de gas butano se transforman en un litro de líquido respectivamente.

Este tipo de combustibles son utilizados comúnmente fraccionados en garrafas y cilindros para usos domésticos y también a granel para usos industriales. Para uso doméstico se manejan los siguientes volúmenes:

- Garrafas de 10, 12 y 15 Kg.
- Cilindros de 30 y 45 Kg.

Para usos industriales los tanques son de volúmenes muy variables dependiendo de las necesidades del cliente.

Como se vio anteriormente el aporte actual de este combustible a la matriz energética industrial es de aproximadamente 3,5%, sin embargo se espera que su participación al igual que la de otros combustibles líquidos comience a incrementarse para compensar la falta de gas durante la época invernal.

Es importante mencionar que este tipo de combustibles ofrecen numerosas ventajas respecto al gas oil o al fuel oil entre las que se podrían mencionar:

- Mejor combustión.
- Menor cantidad de emisiones tóxicas.
- Fácil transporte hasta quemadores.
- Menor mantenimiento de instalaciones.

### *3.2.3.2 Regulación*

A diferencia del gas oil y el fuel oil, el propano y el butano son utilizados como combustibles para el sector residencial. La parte mayoritaria de este consumo doméstico corresponde a sectores de bajos recursos que no pueden acceder al gas natural por redes, es por esto que la regulación establece precios diferenciales para los mismos. En este sentido el mercado del gas licuado de petróleo, ya sea en su forma de propano, butano o mezcla, se encuentra regulado por la Ley N° 26020 sancionada el 9 de marzo del 2005

que constituye la normativa general que regula la industria y comercialización de gas licuado de petróleo.

Los aspectos más relevantes de dicha ley y de sus resoluciones complementarias son:

- Se define los siguientes sujetos activos de la industria: productor, importador, fraccionador, transportista, distribuidor, comercializador, almacenador, prestadores de servicio de puerto, gran consumidor y centros de canje.
- El marco regulatorio debe garantizar el abastecimiento interno de GLP
- Se debe garantizar que el precio del GLP al consumidor final sea la resultante de los reales costos económicos totales de la actividad en sus diferentes etapas.
- Queda autorizada la libre importación de GLP y la exportación quedara libre de autorizaciones una vez que se haya satisfecho la demanda interna.
- La autoridad de aplicación fijará para cada semestre y para cada zona geográfica un precio de referencia para el GLP de uso domestico en envases de hasta 45 Kg.
- La autoridad de aplicación se compromete a mantener el acuerdo de estabilidad del precio del gas butano envasado en envases de 10, 12 y 15 Kg. de capacidad, los cuales permiten atender las necesidades energéticas de aquellos usuarios de más bajos recursos
- Se deberá tener en cuenta que el consumo de GLP con fines domésticos apunta a consumidores mayoritariamente de bajos recursos, por lo tanto, al definir los precios de referencia, se deberá tener en cuenta el interés público
- Se establece que el precio interno al cual los productores venderán a fraccionadores el GLP a granel tendrá como límite máximo el precio de paridad de exportación. Dicho precio será actualizado en forma mensual por la Secretaría de Combustibles y la metodología de cálculo será revisada por este mismo organismo en forma semestral.

#### ***Metodología de cálculo para el precio de paridad de exportación***

$$PE 1 = MB - T(MB - BA)$$

$$PE2 = MB + T(MB - RIO) - T(RIO - BA)$$

$$PE = (PE1 + PE2) / 2 - Ret. Exp.$$

Donde:

PE1: Paridad de exportación 1

PE2: Paridad de exportación 2

PE: Paridad de exportación final

MB: Precio GLP Mont Belvieu

T(MB – BA): Transporte Mont Belvieu – Río de Janeiro

T(MB – RIO): Transporte Mont Belvieu – Río de Janeiro

T(RIO – BA): Transporte Mont Belvieu – Río de Janeiro

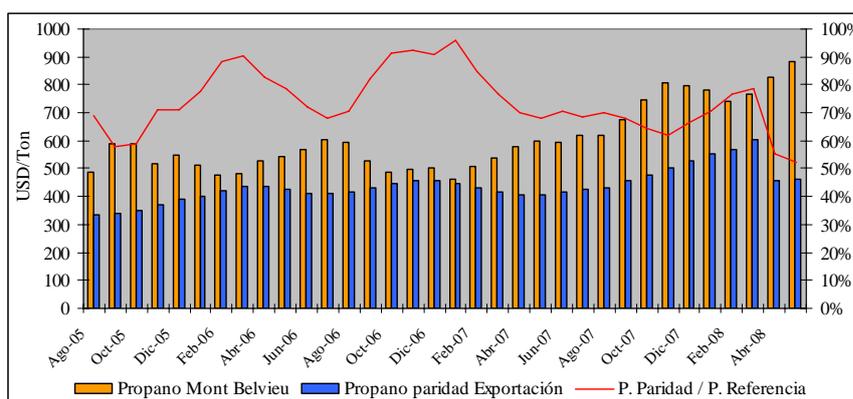


Figura 3.3.3.2-1. Evolución de la relación del precio internacional y la paridad de exportación para el propano.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

### 3.2.3.3 Mercado

El mercado del gas licuado de petróleo se puede dividir básicamente en dos segmentos: productores y fraccionadores.

Dentro del sector productor se deben diferenciar dos diferentes orígenes de los combustibles líquidos en cuestión. Por un lado, el propano y el butano se pueden obtener en refinerías a partir de los procesos de destilación del petróleo crudo y por otro lado se pueden obtener a partir de la extracción de las fracciones más pesadas que se encuentran dentro del gas natural extraído de los pozos. El volumen producido a partir de este segundo método es mucho mayor que aquel que proviene de refinerías, tal como se muestra en la figura 3.2.3.3-1.

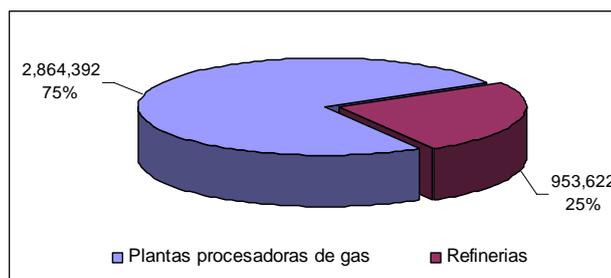


Figura 3.2.3.3-1. Producción total de gas licuado por tipo de origen – Año 2007 (Ton)

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

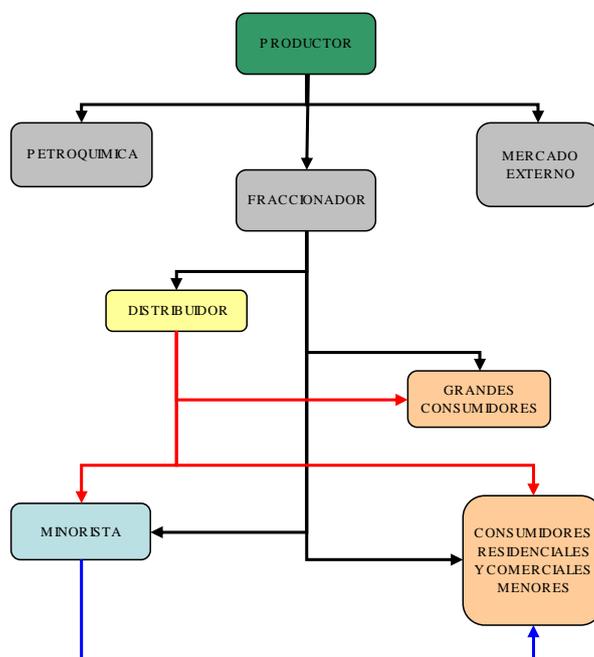
El mercado de producción de propano y butano se encuentra levemente menos concentrado que el de aquellos combustibles como naftas, gas oil, fuel oil, etc. ya que como se mencionó anteriormente, dicha producción proviene de dos orígenes.

En lo que respecta a la producción proveniente de refinerías los actores son los mismos que los que producen los combustibles anteriormente mencionados. Sin embargo, en la producción de propano y butano, proveniente de plantas de procesamiento de gas intervienen muchos otros productores de hidrocarburos.

En lo referente al mercado de comercialización de estos combustibles existen distintos niveles en la cadena comercial y muchas son las empresas participantes.

A continuación se presenta un diagrama que trata de representar como se estructura el flujo de las principales operaciones de ventas de GLP.

El inicio de la cadena, como no puede ocurrir de otra manera, comienza con el productor, quien mayoritariamente vende su producto a un fraccionador de envases o granel, a empresas petroquímicas o por último, y una vez abastecido el mercado local, realiza exportaciones. Así una vez que el combustible está en manos de los fraccionadores, las operaciones comerciales comienzan a ser más diversas. De esta manera dependiendo del tipo de consumidor que se evalúe se podrán tener distintas opciones para adquirir el combustible.



**Figura 3.2.3.3-1. Estructura del mercado de gas licuado en Argentina**  
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

Con el fin de cuantificar el volumen manejado por cada uno de los segmentos anteriormente mencionados se presentan a continuación ciertos datos estadísticos obtenidos de la Secretaría de Energía.

De la producción total anual obtenida en el año 2007, aproximadamente el 49% se exportó en forma directa y el restante 51% se vendió en el mercado local. Estas ventas se realizaron principalmente con fraccionadores de envases y granel, consumidores independientes, petroquímica y aerosoleras.

Analizando el total de las ventas realizadas dentro de la cadena comercial del GLP y teniendo en cuenta el volumen que se transfiere en las distintas operaciones se obtiene la figura 3.2.3.3-2, donde se visualizan las participaciones de los diferentes actores.

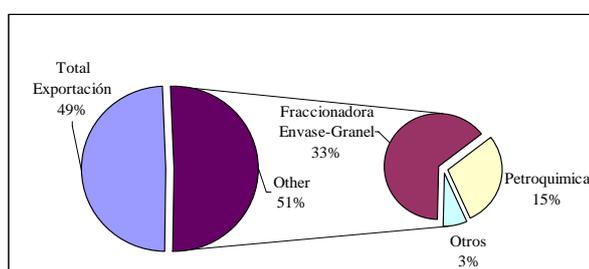


Figura 3.2.3.3-2. Participación relativa de los diferentes segmentos del mercado del gas licuado. Año 2007

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

Por otra parte, al analizar el destino final del combustible, se encuentra que el sector residencial es el de mayor participación. Este comportamiento responde al hecho de que una gran parte del volumen vendido por los fraccionadores tiene por destino el consumo doméstico (Figura 3.2.3.3-3).

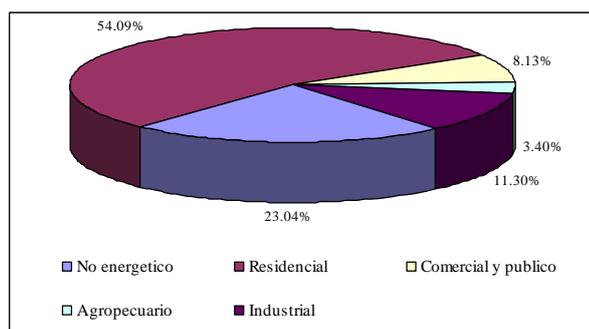


Figura 3.2.3.3-3. Consumo de GLP en el mercado interno por tipo de sector

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

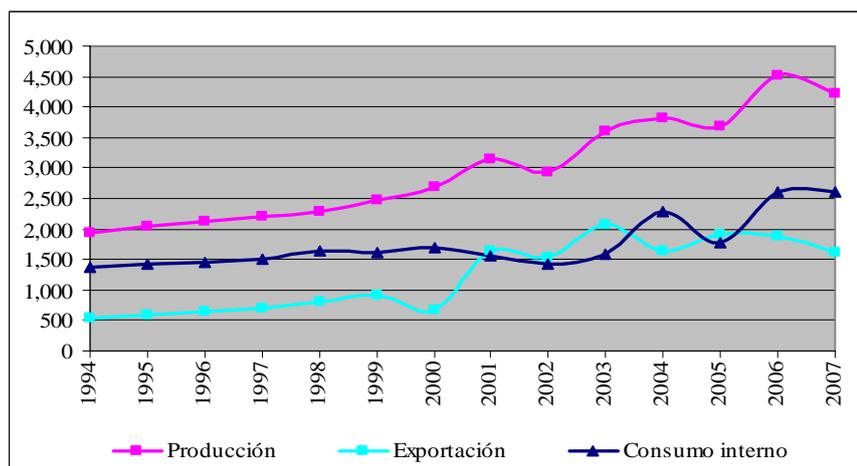
Debido a los datos anteriormente mencionados queda en claro que en la actualidad la Argentina es un país netamente exportador de propano y butano no necesitando realizar importaciones de los mismos. Esta situación lleva a que el propano y el butano tengan una ventaja comparativa en lo que respecta a disponibilidad respecto a combustibles como el gas oil o el fuel oil, debido a que en tales casos se realizan frecuentes importaciones ya que la producción local es incapaz de cubrir la demanda. Como se analizará en secciones posteriores de este trabajo, es importante remarcar que de

realizarse importaciones de estos combustibles, seguirá siendo más económico adquirir propano y butano que gas oil, pero no así que fuel oil.

En forma complementaria a lo anteriormente expuesto, es importante mencionar que tanto el propano como el butano poseen una fuerte estacionalidad en su consumo, debido principalmente al impacto de la demanda residencial y comercial de estos productos. Por este motivo, vale la pena remarcar que durante la época invernal, la de mayor consumo, es frecuente tener dificultades para conseguir grandes volúmenes a precios competitivos. Para no experimentar este inconveniente, la mayoría de los grandes consumidores de GLP a granel establecen sus contratos de suministro durante la época estival, asegurándose de esta manera los volúmenes necesarios de combustible y a precios inferiores que los del período invernal.

Al generarse los acuerdos, se establecen cláusulas que disponen las obligaciones y derechos de cada una de las partes, en este caso el fraccionador y el consumidor.

Es imperativo destacar una cláusula en particular, llamada “Take or Pay” o “Delivery or Pay” según se refiera a las obligaciones del consumidor o del fraccionador. “Take or Pay” implica, que el consumidor se obliga a utilizar una cierta cantidad mínima del producto, de lo contrario deberá abonarlo aunque no haya sido efectivamente consumido. Por otro lado “Delivery or Pay” implica que el fraccionador se compromete a entregar los volúmenes de combustible pautados, y de no ser así deberá resarcir económicamente al consumidor. Esta situación genera un marco de confianza entre ambas partes y permite tener la seguridad de disponer del combustible en la época invernal, de grandes consumos.



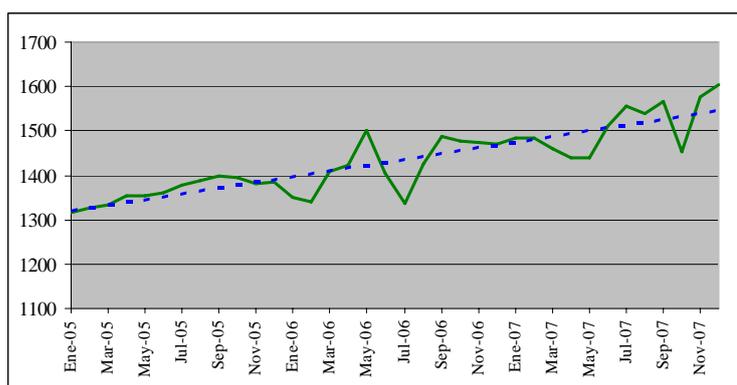
**Figura 3.2.3.3-4. Tendencias del mercado Argentino de gas licuado. (Tep)**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.*

### 3.2.3.4 Precios

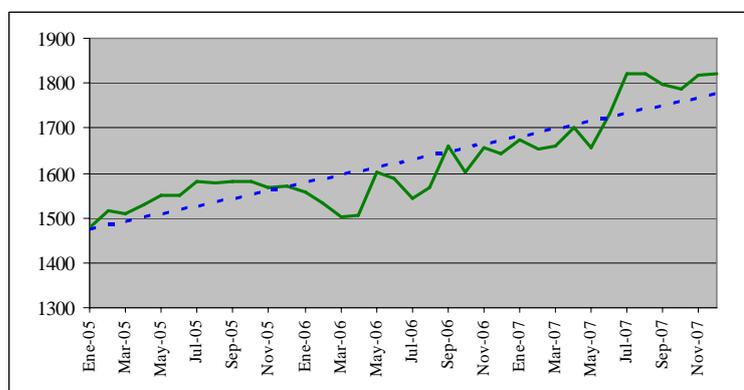
Como se mencionó en el desarrollo sobre la regulación del mercado del propano y el butano, se pueden encontrar diferentes precios dependiendo del tipo de usuario que se trate. En este sentido, para el análisis de este trabajo el segmento de interés es aquel de consumidores a granel.

Con el fin de tener referencias cuantitativas de estos valores y de su comportamiento en los últimos años es que se presentan a continuación los valores medios mensuales de las ventas de dichos combustibles al segmento de consumidores a granel.



**Figura 3.2.3.4-1. Evolución del precio mayorista del butano en el mercado local. (Pesos por Ton.)**

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía



**Figura 3.2.3.4-2. Evolución del precio mayorista del propano en el mercado local. (Pesos por Ton.)**

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía



## **4. EQUIPOS DE PROPANO-AIRE**

### **4.1 INTRODUCCIÓN**

La compleja actualidad del mercado energético Argentino, no sólo en lo referido al suministro de gas natural sino también en lo referente a la falta de disponibilidad en los suministros de combustibles como el gas oil o el fuel oil, hace que los consumidores de gas comiencen a considerar nuevas alternativas de combustibles para alimentar sus distintos procesos productivos. Dicha búsqueda enfocada a reducir los riesgos y garantizar la continuidad de las operaciones lleva a que los equipos de propano-aire sean cada vez más utilizados.

La mezcla de propano con aire o GLP (Gas licuado de Petróleo) con aire para tratar de replicar y reemplazar al gas natural no es una idea nueva, por el contrario sus orígenes se remontan hacia la década de 1950, donde comenzó a utilizarse en los Estados Unidos. Sin embargo, el salto cualitativo de estos equipos radica en la evolución tecnológica que sobre ellos se generó, permitiéndole a los mismos tener la capacidad para controlar las proporciones de dichas mezclas y tener en forma consistente y segura un combustible ecológicamente aceptable capaz de reemplazar al gas natural.

La gran capacidad del propano-aire para replicar en forma casi total las características del gas natural hace que sea el combustible alternativo por excelencia.

Muchas veces los consumidores se encuentran limitados en la elección de combustibles alternativos, debido tanto a restricciones técnicas de sus procesos como también a regulaciones ambientales que no permiten el uso de ciertos combustibles sustitutos, sin embargo estos inconvenientes no se presentan cuando se utiliza GLP como combustible.

### **4.2 PRINCIPALES USOS**

Los usos que pueden tener los equipos de propano-aire dependen básicamente de las necesidades de cada consumidor pero genéricamente se pueden clasificar en tres tipos:

#### *4.2.1 Equipo de propano-aire utilizado como único sistema de suministro de gas*

Esta aplicación de los equipos de propano-aire se da principalmente en las regiones donde el suministro de gas natural por redes no esta disponible. De este modo, dichos equipos pueden utilizarse de manera temporaria hasta que la red de distribución sea construida o en forma definitiva como principal alternativa de suministro de gas.

#### *4.2.2 Equipo de propano-aire utilizado como apoyo al suministro de gas natural por red.*

En este caso el sistema es utilizado sólo en los períodos donde el suministro de gas natural por red se encuentra restringido en forma parcial o total.

Dicha estrategia es principalmente utilizada por consumidores industriales y el motivo de su elección puede ser para:

- Asegurar el suministro de combustible mediante un sistema independiente. Por ejemplo en áreas donde a pesar de tener contratos de suministro de gas en firme el mismo no se encuentra asegurado.
- Obtener un beneficio económico debido a la reducción del precio del suministro de gas obtenido mediante un contrato de suministro interrumpible en relación a un contrato de suministro en firme.

#### *4.2.3 Equipos de propano-aire utilizado como sistema de compensación de picos de consumo.*

Esta aplicación de los equipos de propano-aire se puede dar tanto en compañías distribuidoras de gas como en clientes industriales. En el primer caso, el sistema de propano-aire se utiliza para suplementar los niveles de gas de los gasoductos de distribución, que muy frecuentemente pierden presión ante consumos excesivos por la llegada de una temperatura ambiente muy fría, especialmente en días nublados, ventosos y/o lluviosos. En el segundo caso, el consumidor industrial utiliza este sistema para compensar sus picos de demanda y de este modo no tener que aumentar la capacidad contratada con su distribuidor, lo cual le generaría un costo adicional durante todo el año, cuando en realidad lo requeriría sólo en ocasiones especiales.

### **4.3 EL PROPANO-AIRE COMO COMBUSTIBLE ALTERNATIVO**

El propano-aire es un combustible gaseoso generado a partir de la mezcla de propano y aire o también de GLP y aire, cuyas características particulares lo hacen un sustituto directo del gas natural.

Para que dicho combustible pueda sustituir al gas natural, replicando sus principales características, se deben dar ciertas condiciones que quedan determinadas por la relación de mezcla de ambos elementos componentes. Consiguientemente la relación en que dichos elementos deben ser mezclados depende directamente del índice de Wobbe. Este índice sirve para evaluar la intercambiabilidad de dos combustibles a la hora de ser combustionados en un determinado quemador, es decir, al generar la mezcla de propano-aire que sustituirá al gas natural se intentará obtener un índice de Wobbe lo

más cercano posible al del gas natural. Cumpliendo con dicho objetivo, se lograría obtener dos combustibles, gas natural y propano-aire, cuyas características similares hacen que los equipos de combustión no necesiten prácticamente ningún tipo de calibración al pasar de un combustible a otro.

### Parámetros de la combustión

Antes de comenzar a describir los aspectos más relevantes que se deben considerar para evaluar la calidad de la combustión ante un posible cambio de combustible, se procederá a enunciar brevemente los tres conceptos básicos que rigen estas transformaciones.

**Combustión:** Reacción química de oxidación en la que un combustible interacciona con un comburente (O<sub>2</sub>) produciendo calor, Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) y Agua (H<sub>2</sub>O).

**Combustible:** Son todas aquellas sustancias que pueden proporcionar energía calorífica apta para producir trabajo mecánico, ya que contienen su energía química almacenada. Esta energía proviene de las fuerzas que mantienen unidos a los átomos que componen al combustible y al liberarse lo hace en forma de luz y calor.

**Comburente:** Es el material que hace entrar a un combustible en combustión, el comburente esencial en toda combustión es el oxígeno, sin éste sería casi imposible llevar a cabo esta reacción.

Para que un gas combustible pueda reemplazar a otro, sin que el equipamiento de combustión note alguna diferencia, es necesario que el quemador entregue la misma cantidad de energía por unidad de tiempo con cualquiera de los dos gases.

La cantidad de energía por unidad de tiempo que entrega un quemador en condiciones de presión de entrada constante, depende de la densidad y del poder calorífico del gas usado. De este modo, es importante conocer en detalle los parámetros que intervienen en la combustión para así poder determinar la intercambiabilidad que existe entre diferentes combustibles.

Los principales parámetros a tener en cuenta son:

1. Gravedad específica.
2. Poder calorífico.
3. Índice de Wobbe.
4. Propagación y color de flama.
5. Punto de condensación del hidrocarburo.

### 1. Gravedad específica

La gravedad específica se refiere a la densidad de un elemento respecto a la densidad del aire. La gravedad específica del gas natural es de 0.6, mientras que la de la mezcla propano-aire varía entre 1.2 y 1.45, dependiendo de la proporción de ambos elementos.

Cuanto más grande es la gravedad específica más denso es el elemento y, en consecuencia, los orificios de quemadores o de medidores de caudal dejarán pasar un volumen menor. Por lo tanto, los quemadores dejarán pasar un caudal menor de propano-aire debido a que tiene una mayor gravedad específica que el gas natural. Sin embargo, este inconveniente, como se desarrollará en secciones posteriores, se ve compensado por un mayor poder calorífico del propano-aire.

En conclusión en ambos casos la cantidad de energía que genera el quemador es equivalente.

### 2. Poder calorífico

El poder calorífico de un elemento se refiere a la cantidad de energía por unidad de masa que puede entregar el mismo al ser combustionado.

Se puede distinguir entre poder calorífico superior e inferior. El primero es el total de energía que libera la combustión del mismo a presión constante y tal que los productos de la combustión permanecen a la misma temperatura que la de los reactivos y en estado gaseoso, a excepción del agua que condensa a su estado líquido, mientras que el segundo término se refiere a la cantidad de energía que se libera sin condensación del agua, que en definitiva es lo que realmente ocurre en un quemador y por tanto es la energía útil, es decir disponible para su uso.

En definitiva, la diferencia entre el poder calorífico superior y el poder calorífico inferior es el calor latente de condensación del vapor de agua formado en la combustión.

### 3. Índice de Wobbe

El índice de Wobbe es una medida del calor entregado por el gas combustible a los quemadores, derivado de la ecuación de flujo por un orificio. Es una propiedad que relaciona un combustible original con un reemplazo del mismo, en este caso en particular el gas natural y el propano-aire.

Si dos gases diferentes poseen exactamente el mismo índice de Wobbe ambos producirán la misma cantidad de energía en cualquier quemador que se los coloque. En este sentido se debe lograr que la mezcla de propano-aire llegue a tener un índice de Wobbe lo más cercano al del gas natural.

$$\text{Indice - Wobbe} = \frac{\text{Poder - Calorifico}}{\sqrt{\text{Gravedad - Especifica}}}$$

El **Índice de Wobbe del gas natural** es:

$$\frac{8825 \frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3}}{\sqrt{0.60}} = 11393 \frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3}$$

El **Índice de Wobbe del propano** es:

$$\frac{22060 \frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3}}{\sqrt{1.57}} = 17935 \frac{\text{Kcal}}{\text{m}^3}$$

Para llegar a una situación de equilibrio se debe lograr tener una mezcla de propano-aire con un índice de Wobbe de 11393, exactamente igual al del gas natural. Para obtener este valor se debe encontrar la proporción exacta de ambos elementos. Esto se logra incluyendo en la fórmula del índice de Wobbe, el poder calorífico de una mezcla y la gravedad específica de una mezcla e igualando la expresión al valor del índice del gas natural.

#### 4. Propagación y color de flama

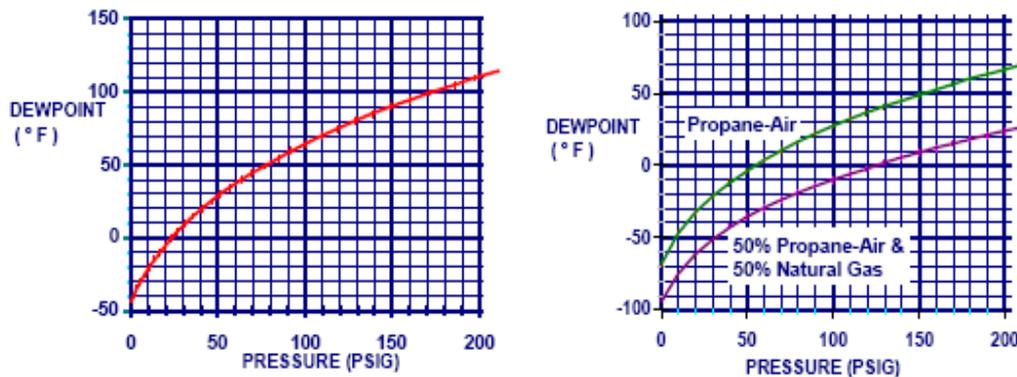
Las velocidades de propagación de la flama de GLP, propano y butano (0,35-0,5 m/s) son similares a las del metano (0,4 m/s), por lo tanto, no se presentan diferencias significativas de elevación de la flama entre el gas natural y el propano-aire.

En términos de color, el propano-aire produce una flama más amarilla en relación a la del gas natural. Esto se debe al número de átomos de carbono presentes en la molécula de propano o GLP. Las partes amarillas de la flama no son de importancia ya que no afectan la operación de los quemadores ni su eficiencia.

#### 5. Punto de condensación del hidrocarburo

El punto de condensación del hidrocarburo es la temperatura a la cual una composición específica de GLP se condensa, es decir, pasa de su fase de vapor a la fase líquida. El punto de condensación es de suma importancia para los sistemas de suministro de combustibles gaseosos que parten del estado líquido de los mismos. Es imperativo controlar que no se produzca la condensación de los vapores o gases del combustible en las líneas de distribución, ya que dicha situación generaría diversos inconvenientes.

La dilución del vapor de propano o GLP con aire baja considerablemente el punto de condensación, haciendo que las mezclas de propano-aire o GLP-aire sean, en lo que refiere al punto de condensación, mucho más ventajosas que, por ejemplo, la inyección directa de únicamente propano gaseoso.



*Figura 4.3-1. Puntos de condensación del propano, propano-aire y propano-aire y gas natural*

*Fuente: Standby Systems Inc.*

#### Características del propano-aire:

- Posee características de combustión prácticamente idénticas a las del gas natural.
- No requiere de reguladores de presión ni ajuste de los orificios de los quemadores.
- El combustible es introducido a los quemadores a la misma presión que el gas natural.
- Provee una capacidad calorífica equivalente, dada la igualdad del índice de Wobbe.
- Al ser combustionado genera menos emisiones nocivas que los combustibles líquidos.
- Reduce los niveles de mantenimiento requeridos en los equipos de combustión.

#### **4.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO**

El propano-aire se obtiene de la mezcla gaseosa de propano y aire generada por una planta específicamente diseñada para este fin, cuya ubicación debe ser dentro del predio del cliente y lo más cercano posible a los puntos de consumo. Este sistema de apoyo se encuentra vinculado a la red de suministro de gas natural que ingresa al predio del consumidor. La conexión se realiza mediante un empalme aguas abajo de la planta reductora y del medidor de gas que todo consumidor posee al ingreso de su propiedad.

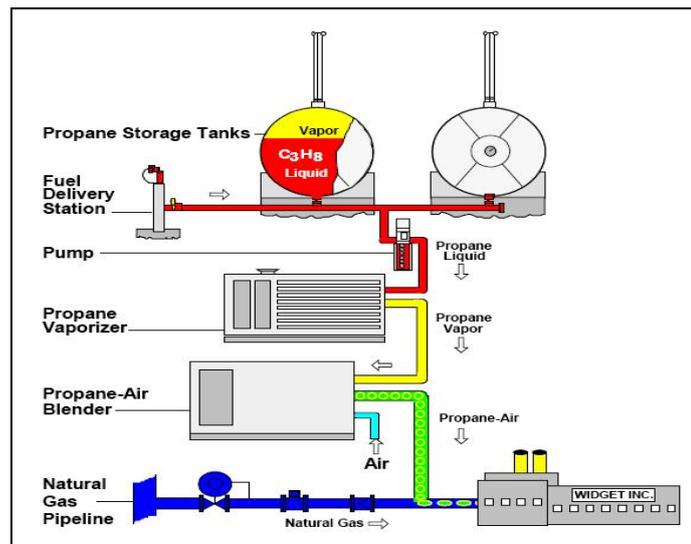
Una vez que ambos sistemas se encuentran vinculados, el cliente puede hacer uso de uno, otro o ambos sistemas en forma simultánea. Dependiendo de la tecnología que se disponga en el sistema, el cambio de un combustible a otro será muy diferente.

Para aquellos equipos con tecnología más sencilla, el cambio de combustible se realizará con el giro manual de una válvula exclusiva, mientras que para equipos más sofisticados, el sistema podrá actuar en forma totalmente automática. En este caso se hace uso de diversos sensores que captan la reducción de presión o de caudal en el suministro de gas natural y actúan directamente sobre el equipo de propano-aire que comienza a inyectar combustible en la red para reestablecer los parámetros normales de funcionamiento.

Un sistema básico de suministro de propano-aire consta de los siguientes elementos:

- Tanque de almacenamiento.
- Unidad de recarga de tanques.
- Bomba.
- Vaporizador.
- Mezclador.
- Conexión a la red de gas natural.

Todos estos elementos componen la planta de suministro de propano-aire y deben encontrarse en las proximidades de la unidad a abastecer.



**Figura 4.4-1. Esquema básico de un sistema de suministro de propano-aire.**

*Fuente: Standby Systems Inc.*

El proceso de obtención de la mezcla de propano-aire consta de 5 etapas claramente diferenciadas:

1. Disponer en forma separada de ambos elementos combustibles. Aire y propano.
2. Proceso de bombeo del propano, desde los tanques de almacenamiento hasta el vaporizador, asegurando que el mismo circule a elevada presión.
3. Proceso de calentamiento del propano para producir el cambio de estado que lo lleve a vapor. Este proceso ocurre en el vaporizador.
4. Proceso de mezclado de ambos elementos en la proporción requerida. Etapa que se lleva a cabo en el mezclador.
5. Proceso de descarga de la mezcla obtenido en la red de suministro de gas natural.

#### **4.5 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE APOYO DE PROPANO-AIRE**

##### **4.5.1 Equipamiento para descarga del camión repositor de GLP.**

La sección de descarga está compuesta por un cabezal de acero protegida por dos postes contra choques. Está configurada para vincular los tanques de almacenamiento con el camión de transporte de propano o GLP que entrega el combustible al cliente.

Una instalación normal de descarga permite la descarga de un camión de propano de unos 35000 litros en un poco más de una hora, dependiendo esto de los diámetros de las cañerías y de las válvulas.

Dicha instalación consta generalmente de los siguientes elementos:

- Cañería de líquido.
- Cañería de vapor.
- Válvula check de respaldo.
- Sistema de cierre de emergencia.

A medida que se bombea el propano por la línea de líquido hacia el tanque de almacenamiento del consumidor se genera un vacío en el tanque del camión. Dicha depresión que se genera podría destruir el tanque. Por este motivo es necesario instalar

una segunda línea, que comunica el vapor de ambos tanques y que tiene la finalidad de compensar las presiones.

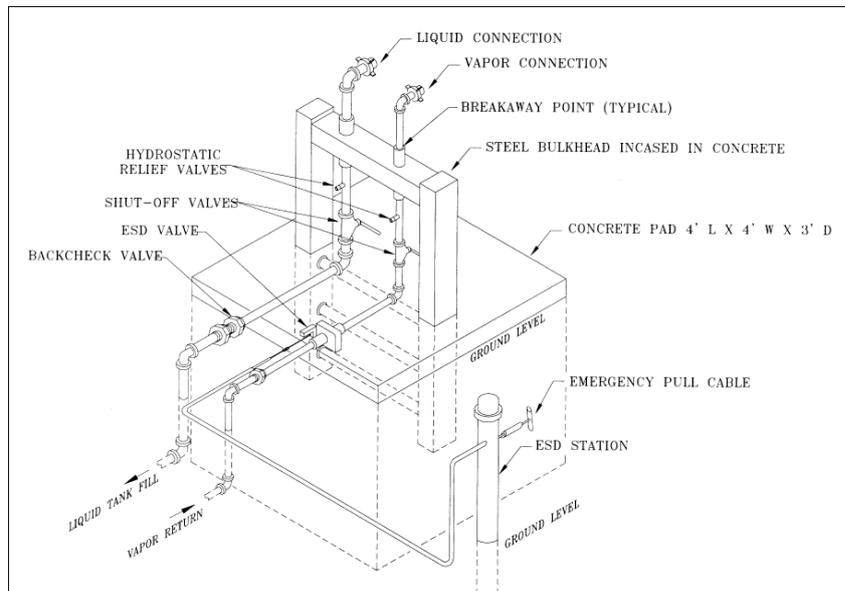


Figura 4.5.1-1. Diagrama de la sección de descarga de una planta de propano-aire.

Fuente: Ely Energy Inc.

#### 4.5.2. Tanques de almacenamiento

El propano o el GLP, que es utilizado como combustible en la mezcla de propano-aire es almacenado en estado líquido en tanques diseñados para dicho fin.

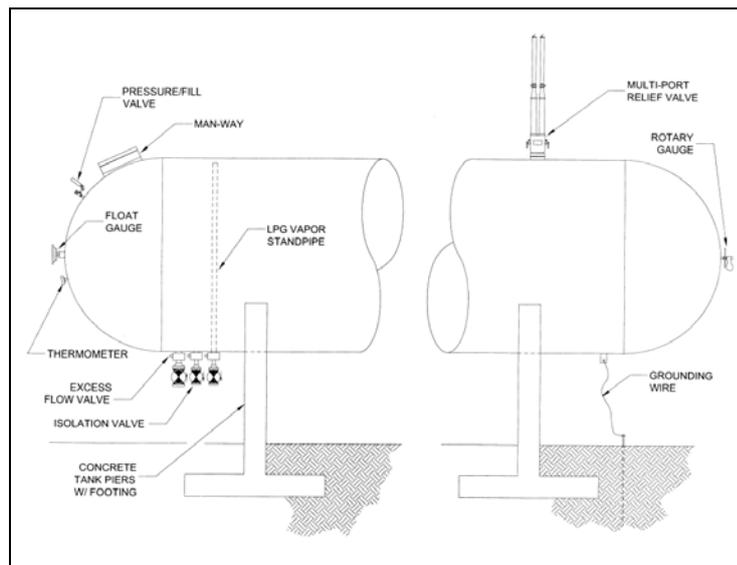
Prácticamente la mayoría de los tanques de almacenamiento de propano o GLP son de forma cilíndrica. Los tamaños más comunes de los mismos son entre 5 y 8 m<sup>3</sup> de agua de capacidad. Tanques de capacidades mas grandes, entre 15 y 25 m<sup>3</sup>, también son utilizados pero pocas veces para sistemas secundarios de soporte.

Los tanques operan a presiones máximas cercanas a los 250 psig, sin embargo, los mismos están diseñados para soportar hasta 1000 psig. Todos los tanques se encuentran equipados con válvulas de alivio, en caso de que la presión del tanque exceda los 250 psig.

El estado físico de un elemento queda definido por los parámetros de presión y temperatura a los que se encuentra expuesto. Para el caso particular de los tanques de almacenamiento, estos se encontrarán, por lo general expuestos a temperatura ambiente ya que son instalados a la intemperie. De este modo la presión del mismo variará con la temperatura del medio, siempre y cuando no se supere un valor límite que lleve a la presión del tanque por encima del valor admisible de la válvula de alivio.

En principio, los tanques siempre son montados sobre bases de hormigón. En general el tanque debe permanecer un metro por encima del nivel del suelo. Esta altura es requerida para tener una mínima presión hidrostática que compense la pérdida de

presión a lo largo del trayecto desde el tanque hasta la bomba. Ocurre que en este trayecto existen diversos elementos como codos, bifurcaciones en T, válvulas de retención, válvulas exclusas, etc. que producen fricción del líquido con la cañería y por ende pérdidas de presión. Recordando que el GLP en el tanque se encuentra en un estado de equilibrio entre líquido y vapor, si desciende la presión seguramente el líquido se transforme en vapor y al llegar a la bomba se producirá el fenómeno de cavitación. Por este motivo es que la altura del tanque debe generar una presión adicional igual a la que genera la pérdida por fricción en los diferentes elementos de dicho trayecto.



**Figura 4.5.2-1. Esquema de la instalación de un tanque de almacenamiento**

*Fuente: Ely Energy Inc.*

Durante el proceso de transformación del estado líquido a gas, el fluido absorbe energía. Bajo este fenómeno radica la explicación de por qué los tanques de almacenamiento no se utilizan directamente para obtener el combustible en su forma gaseosa. Repasando el concepto anterior, si se deja que esto ocurra, en una primera instancia, el líquido fluiría hacia el exterior y en dicho proceso absorbería la energía suficiente para cambiar de estado. Dicha energía la obtiene del resto del tanque de almacenamiento. A medida que este proceso continúa, si la energía que quita el GLP en su cambio de estado es mayor de la que puede absorber el tanque a través de sus paredes por su diferencia térmica con el ambiente, entonces el mismo comienza a enfriarse y de este modo empieza a perder su capacidad de entregar energía y por ende de producir el cambio de estado. Luego de un cierto período de tiempo el tanque estará tan frío que no será capaz de producir el cambio de estado y el proceso se detendrá por completo, ya que solo saldría combustible líquido.

Por lo expresado anteriormente es que se utilizan dispositivos especialmente diseñados para entregarle la energía necesaria al combustible líquido, para poder cambiar de estado pero sin absorber la misma del tanque de almacenamiento.

### 4.5.3 Sistema de Bombeo

Las bombas de propano son las encargadas de transportar el combustible líquido desde los tanques de almacenamiento hasta el vaporizador.

Este sistema de bombeo es uno de los circuitos críticos en las plantas de propano-aire ya que se encuentra bombeando un fluido seco y no lubricante a altas presiones. Problemas con los motores, con los sellos o con los reguladores de presión pueden generar que la totalidad del sistema quede fuera de servicio. Por este motivo es que la mayoría de las plantas de propano-aire poseen sistemas de bombeo dobles. Cada etapa del proceso de bombeo puede ser llevada a cabo por dos diferentes equipos que pueden trabajar en cualquier momento que se los requiera.

#### Consideraciones generales a la hora de dimensionar las bombas

- Generalmente la bomba seleccionada deberá tener una capacidad de bombeo entre 2.5 y 3 veces mayor que el caudal que puede procesar el vaporizador.
- La descarga de presión de la bomba debe estar correctamente calibrada para cada sistema en particular, teniendo especial atención en la caída de presión que ocurre en el sistema de cañerías del sistema.
- La bomba se debe localizar lo más cercano posible al tanque de almacenaje. En general la posición óptima es colocarla directamente debajo del tanque. Pérdidas de presión en la entrada de la bomba podrían hacer que parte del líquido evapore y en consecuencia la bomba pierda rendimiento.

### 4.5.4 Vaporizadores

Antes de comenzar con la descripción de los equipos de vaporización es importante remarcar ciertas características de los combustibles a utilizar.

Tanto el propano como el GLP, en condiciones normales de presión y temperatura, se encuentran en estado gaseoso. Sin embargo, en los tanques de almacenamiento se encuentran sometidos a presiones lo suficientemente altas como para mantenerlos en estado líquido.

Los tanques se llenan a un 80% de su capacidad, quedando un 20% ocupado solo por vapor. Este vapor que se encuentra en estado de equilibrio, es generalmente utilizado para el propio consumo de la planta de propano-aire.

Temperatura ° C	Propano	Mezclas						Butano
	100-0%	95-5%	80 - 20%	60 - 40%	50 - 50%	40 - 60%	20 - 80%	0 - 100%
-40.0	3.6 0.248	1.3 0.090						
-34.4	8 0.552	5.5 0.379	4.5 0.310					psi
-28.9	14 0.965	11 0.758	9.2 0.634	4.9 0.338	1.9 0.131			bar
-23.3	20 1.38	17 1.17	16 1.10	9 0.621	6 0.414	3.5 0.241		
-17.8	28 1.93	24 1.66	22 1.52	15 1.03	11 0.758	7.3 0.503		
-12.2	37 2.55	32 2.21	29 2.00	20 1.38	17 1.17	13 0.896	3.4 0.234	
-6.7	47 3.24	41 2.83	36 2.48	28 1.93	23 1.59	18 1.24	7.4 0.510	
-1.1	58 4.00	52 3.59	45 3.10	35 2.41	29 2.00	24 1.66	13 0.896	
4.4	72 4.96	63 4.34	58 4.00	44 3.03	37 2.55	32 2.21	18 1.24	3 0.207
10.0	86 5.93	77 5.31	69 4.76	53 3.65	46 3.17	40 2.76	24 1.66	6.9 0.476
15.6	102 7.03	93 6.41	80 5.52	65 4.48	56 3.86	49 3.38	30 2.07	12 0.827
21.1	127 8.76	109 7.52	95 6.55	78 5.38	68 4.68	59 4.07	38 2.62	17 1.17
26.7	140 9.65	128 8.83	125 8.62	90 6.21	80 5.52	70 4.83	46 3.17	23 1.59
32.2	165 11.4	149 10.3	140 9.65	112 7.72	95 6.55	82 5.65	56 3.86	29 2.00
37.8	196 13.5	172 11.9	168 11.6	137 9.45	123 8.48	100 6.90	69 4.76	36 2.48
43.3	220 15.2	197 13.6	185 12.8	165 11.4	148 10.2	130 8.96	80 5.52	45 3.10

Tabla 4.5.4-1. Puntos de condensación de diferentes mezclas de propano y butano

Fuente: Standby Systems Inc.

En todo momento que ocurre un cambio de estado de líquido a vapor cierta energía es absorbida. Si la temperatura ambiente se encuentra por encima de la temperatura de ebullición, la energía requerida para el cambio de estado es absorbida desde el ambiente a través de las paredes del tanque. A medida que el calor es transferido el ambiente exterior se enfría.

La cantidad de calor que puede transferirse a través del tanque, dada una cierta temperatura ambiente, determina la tasa de evaporación de propano dentro del tanque. Pero si el ambiente exterior comienza a enfriarse, dicha tasa comienza también a disminuir debido a que el salto térmico es cada vez menor, hasta llegar al punto donde la transferencia de calor se detiene. Por este motivo es que la evaporización natural de propano no puede ser utilizada para grandes consumos de gas ni para ambientes con temperaturas muy bajas.

Los vaporizadores están diseñados para recibir el combustible líquido, aumentar la temperatura del mismo levemente por encima del punto de ebullición y liberar el combustible en forma gaseosa.

El calor requerido para llevar a un elemento de su estado líquido a su estado gaseoso se lo denomina Calor Latente de Evaporización. Para transformar GLP se requieren aproximadamente 100 kcal. por kilo de combustible líquido.

En la mayoría de los casos, los vaporizadores entregan más energía que la requerida por el calor latente, utilizando el remanente para sobrecalentar el vapor. Este sobrecalentamiento del vapor sirve para mantener al combustible en dicho estado a lo largo del camino hacia el destino final de consumo.

En el mercado existen numerosos tipos de vaporizadores, entre los cuales se destacan los siguientes:

- Vaporizador de fuego directo.
- Vaporizador de fuego directo a baño María.
- Vaporizador de fuego indirecto a baño María.
- Vaporizador eléctrico.
- Vaporizador a vapor.

La elección del vaporizador más apropiado, se realizará en base a un análisis de las características principales de cada una de las instalaciones a evaluar. En la tabla 4.5.4.2 se presentan a modo de resumen algunas de las aplicaciones clásicas de cada uno de los vaporizadores.

Situación	Preferencia de Vaporizador
Disponibilidad de vapor en planta.	Alimentación a vapor.
Disponibilidad de agua caliente en planta.	Alimentación con agua caliente externa.
Si la demanda es inferior a 300 Kg/Hr.	Vaporizador eléctrico.
Si la temperatura ambiente es alta.	Vaporizador eléctrico con operación económica.
Si la demanda excede los 2000 Kg/Hr.	Vaporizadores a Baño María o indirectos (Vapor o agua caliente externa).
Si existen limitaciones de espacio que requieren que la instalación este cerca de los tanques.	Vaporizadores eléctricos o indirectos (Vapor o agua caliente externa).
Si no se dispone de voltaje trifásico.	Vaporizadores eléctricos o indirectos (Vapor o agua caliente externa).
Si la demanda cambia rápidamente.	Vaporizadores de Baño María o vapor.
Si la energía eléctrica es costosa.	Vaporizador eléctrico.
Si el gas natural tiene bajo costo.	Vaporizador de Baño María.
Si el GLP tiene bajo costo.	Vaporizador de Baño María.

**Tabla 4.5.4-2. Aspectos a considerar en la elección del tipo de vaporizador**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos de Standby Systems Inc.*

#### 4.5.5 Mezcladores

Una vez que el propano líquido fue evaporizado, necesita ser mezclado con aire en la proporción adecuada para poder así duplicar las características del gas natural. Para realizar esta tarea se utilizan dispositivos llamados “Mezcladores”, que pueden ser clasificados en:

- Mezcladores Venturi.

Existen diversos métodos para mezclar aire con propano o GLP. Sin embargo, aquel más simple y de utilización más frecuente, es el llamado Mezclador Venturi. Este método garantiza estabilidad en las relaciones de mezcla dentro de un rango acotado. Por lo general no requiere de compresores de aire, pero en ocasiones se colocan sopladores. Por este motivo las presiones máximas que pueden alcanzar son bajas.

El principio de funcionamiento para realizar la mezcla consiste en alimentar vapor a un tanque. Al pasar este vapor por una tobera arrastra por efecto venturi la cantidad de aire necesaria para que la mezcla quede correctamente proporcionada. Luego la mezcla se deposita en un tanque de almacenamiento con una presión constante definida. Cuando el sistema requiere de combustible, lo extrae del tanque anteriormente mencionado.

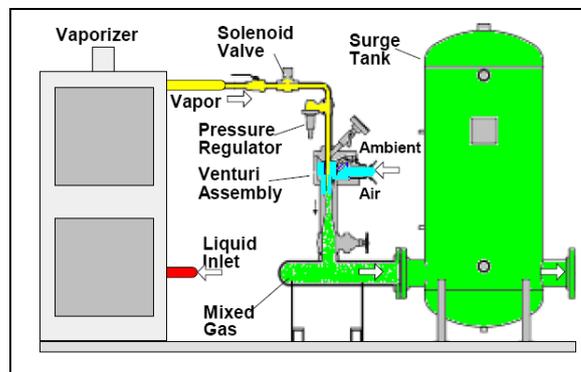


Figura 4.5.5-1. Esquema de un mezclador tipo Venturi  
Fuente: Standby Systems Inc.

- Mezcladores Proporcionales

Los mezcladores proporcionales son generalmente los más complejos, pero también más confiables. Son capaces de mezclar aire y vapor en grandes cantidades y a altas presiones. Estos sistemas se recomiendan para períodos de uso muy largos y en forma continua.

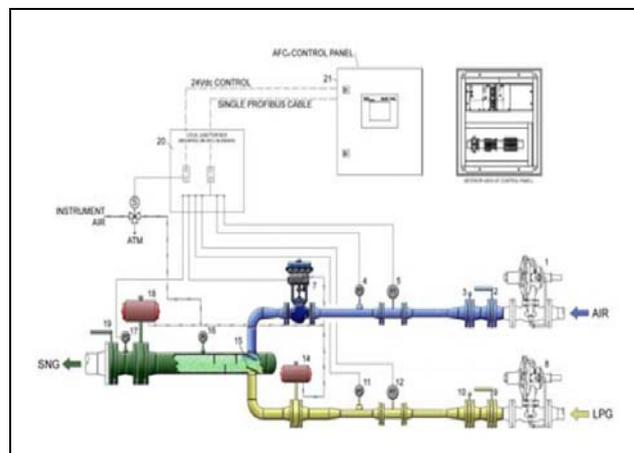


Figura 4.5.5-1. Esquema de un mezclador tipo Proporcional  
Fuente: Ely Energy Inc.

La elección del mezclador a utilizar requiere un análisis completo de los requerimientos futuros que se le va a dar al equipo, de modo que el mismo pueda atender correctamente las necesidades de la planta industrial a abastecer. De este modo, se presentan en la tabla 4.5.5-1, algunas de las principales características de los mezcladores antes mencionados.

	Mezclador Venturi	Mezclador Venturi con soplador	Mezclador Proporcional
Consumo Energía Eléctrica	< 5 Amperios	Consumo moderado Motor de un soplador	Consumo alto Motor de un compresor
Costo	Menor costo posible (Base = 1)	Costo Medio (entre 1.5 a 1.8)	Costo alto (hasta 2.5)
Flexibilidad	Poco ajuste sobre el poder calorífico de la mezcla	Rango limitado de ajustes	Alto grado de control del poder calorífico
Maniobrabilidad	Controles sencillos	Controles sencillos	Controles complejos
Presiones de descarga	~ 6 psig Butano/Aire ~ 12 psig Propano/aire	~15 psig Butano/Aire ~20 psig Propano/aire	~ 300 psig con cualquier tipo de mezcla
Usos	Plantas industriales con pocas entradas en servicio	Plantas industriales con uso esporádico	Industrias, redes de gas domestico con uso frecuente
Influencia del combustible a utilizar	Muy sensible al gas de alimentación. Mejor desempeño con 100% propano	Sensible al gas de alimentación. Mejor desempeño con 100% propano pero acepta GLP	No es sensible al gas de alimentación, puede mantener el valor calorífico estable con flujos variables y variaciones de composiciones del gas
Control sobre el aire	Sin control: Aire atmosférico	Control limitado	Fácilmente controlable: filtros y secadores
Interfaz	Tipo PLC	Tipo PLC	Tipo PLC

**Tabla 4.5.5-1. Principales particularidades de los diferentes tipos de mezcladores**

Fuente: Ely Energy Inc.

#### 4.5.6 Conexión a la red de gas natural

Las plantas de propano-aire descargan el combustible elaborado directamente a la red de gas natural convencional. Esta característica entre otras, hace que estos equipos sean particularmente fácil de adaptar a distintos tipos de instalaciones industriales, ya que no se debe realizar ninguna modificación sobre los equipos a operar.

Cualquier otro combustible alternativo que pueda ser llegado a utilizar en reemplazo del gas natural, ya sea gas oil, fuel oil u otros, requerirá de un sistema de cañerías paralelo para llevar el combustible hasta todos los quemadores de la planta industrial a abastecer.



## **5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO PARA EL SECTOR INDUSTRIAL.**

Como se planteó en la sección anterior, desde el punto de vista técnico, el propano-aire es el combustible ideal para reemplazar al gas natural, ya que es el único que puede ser utilizado en cualquier planta industrial sin necesidad de realizar cambios previos de ajuste sobre el sistema a operar. Sin embargo, para realizar una valoración más completa e integral de las ventajas que puede brindarle una planta de propano-aire a un consumidor industrial de gas natural, es necesario realizar un análisis económico comparativo entre las diferentes alternativas disponibles. El consumidor, disponiendo de una evaluación técnica y económica de cada una de las estrategias de suministro, podrá ponderar cual de estos factores es de mayor relevancia para su rama industrial y así adoptar aquella de le brinde mayores beneficios para su situación particular.

Antes de profundizar en las comparaciones económicas se debe mencionar que, debido a cuestiones técnicas operativas o a normas y procedimientos tanto de seguridad, higiene o ambientales, muchas ramas industriales encuentran limitaciones para utilizar ciertos combustibles alternativos, como pueden ser el gas oil o el fuel oil. En consecuencia, el análisis de las estrategias de suministro se segmentará en dos grandes grupos de industrias:

1. En primer lugar, se encuentran aquellas industrias que, dadas las características de su proceso son aptas para la utilización de diferentes combustibles alternativos al gas natural, entre los que se considerarán el gas oil, el fuel oil y el propano-aire.
2. En segundo lugar, se evaluará la situación de aquellas industrias que, tanto por restricciones técnicas como ambientales, no tienen la posibilidad de utilizar combustibles alternativos. En este caso, la única opción alternativa al gas natural, es el propano-aire ya que presenta características muy similares.

### **5.1 INDUSTRIAS CON POSIBILIDAD DE UTILIZAR DIVERSOS COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS**

En esta sección se estudiará el caso de aquellas industrias que no poseen restricciones en el tipo de combustible a utilizar para el reemplazo del gas natural. Se analizará de este modo, los costos en concepto de combustibles alternativos en que deberá incurrir un consumidor de gas natural debido a las restricciones sobre el suministro del mismo, considerando como estrategias alternativas la utilización de gas oil, fuel oil y propano-aire.

Los análisis realizados se llevaron a cabo sobre la base de cuatro tipos de consumos básicos, presentados en la tabla 5.1-2, en representación de industrias consumidoras de gas natural de diferentes tamaños.

Tomando como valor inicial el consumo de gas natural, se utilizaron las equivalencias energéticas con los restantes combustibles, presentadas en la tabla 5.1-1, con el fin de obtener los volúmenes equivalentes de estos, que aportarían la misma cantidad de energía.

Combustible	Densidad	Poder calorífico inferior		Poder calorífico superior	
	Kg/lt	kcal/lt	kcal/kg	kcal/lt - m3	kcal/kg
Gas Oil	0.845	8.619	10.2	9.211	10.900
Fuel Oil	0.945	9.261	9.8	9.923	10.500
Gas Natural	-	8.300	-	9.300	-
Propano	0.508	5.588	11	6.102	12.013
Butano	0.567	6.18	10.9	6.735	11.878
Gas Licuado	0.537	-	10.95	6.418	11.951

**Tabla 5.1-1. Propiedades energéticas de los combustibles**

*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía*

Los volúmenes de cada combustible, se expresaron en las unidades de volumen comercialmente utilizadas.

La metodología que se utilizó para la evaluación de estas alternativas fue una comparación directa del costo que implicaría, en cada caso, obtener el volumen de combustible necesario para reemplazar al gas natural. Los volúmenes fueron obtenidos por equivalencia energética, como se mencionó anteriormente, y los precios utilizados fueron aquellos obtenidos como valores medios de compra en los respectivos mercados mayoristas.

En el caso del precio del gas natural, utilizado para realizar las comparaciones económicas que se presentarán a continuación, este fue obtenido como un promedio de los distintos precios de venta, de comercializadores a clientes industriales, para las distintas cuencas productoras.

En las siguientes tablas, se presentan el consumo diario y el consumo mensual, evaluado sobre un período promedio de 30 días, para cada uno de los tipos de planta a estudiar, al mismo tiempo que sus respectivos costos.

### **Costos de las distintas alternativas**

<b>GAS NATURAL</b>	Consumo Diario (dam3)	Consumo Mensual (dam3)	Precio Gas (USD/mmbtu)	Precio gas (USD/dam3)	Costo Diario (USD)	Costo Mensual (USD)
Planta Tipo 1	2	60	2,4	88,57	USD 177	USD 5.314
Planta Tipo 2	10	300	2,4	88,57	USD 886	USD 26.572
Planta Tipo 3	25	750	2,4	88,57	USD 2.214	USD 66.430
Planta Tipo 4	50	1500	2,4	88,57	USD 4.429	USD 132.861

**Tabla 5.1-2. Costo del suministro utilizando gas natural**

PROPANO - AIRE	Consumo Diario Equivalente (Kg)	Consumo Mensual (Ton)	Precio propano (USD/Ton)	Precio propano (\$ / Ton)	Costo Diario (USD)	Costo Mensual (USD)
Planta Tipo 1	1548	46	627	1.937	USD 971	USD 29.124
Planta Tipo 2	7742	232	627	1.937	USD 4.854	USD 145.620
Planta Tipo 3	19354	581	627	1.937	USD 12.135	USD 364.049
Planta Tipo 4	38708	1161	627	1.937	USD 24.270	USD 728.099

Tabla 5.1-3. Costo del suministro utilizando propano-aire

GAS OIL	Consumo Diario (Litros)	Consumo Mensual (M3)	Precio gasoil (USD/litro)	Precio gasoil (\$/m3)	Costo Diario (USD)	Costo Mensual (USD)
Planta Tipo 1	2019	61	0,744	2.300	USD 1.503	USD 45.092
Planta Tipo 2	10097	303	0,744	2.300	USD 7.515	USD 225.459
Planta Tipo 3	25242	757	0,744	2.300	USD 18.788	USD 563.646
Planta Tipo 4	50483	1514	0,744	2.300	USD 37.576	USD 1.127.293

Tabla 5.1-4. Costo del suministro utilizando gas oil

FUEL OIL	Consumo diario (Kg)	Consumo Mensual (Ton)	Precio Fuel Oil (USD/Kg)	Precio fuel oil (\$/Ton)	Costo Diario (USD)	Costo Mensual (USD)
Planta Tipo 1	1771	53	0,485	1.500	USD 860	USD 25.798
Planta Tipo 2	8857	266	0,485	1.500	USD 4.300	USD 128.988
Planta Tipo 3	22143	664	0,485	1.500	USD 10.749	USD 322.469
Planta Tipo 4	44286	1329	0,485	1.500	USD 21.498	USD 644.938

Tabla 5.1-5. Costo del suministro utilizando fuel oil

Consumo	Consumo de gas (m3/día )	Costos diarios							
		Gas natural	Rel.	Propano-aire	Rel.	Gas oil	Rel.	Fuel oil	Rel.
Planta Tipo 1	2.000	USD 177		USD 971		USD 1.503		USD 860	
Planta Tipo 2	10.000	USD 886	1	USD 4.854	5,48	USD 7.515	8,48	USD 4.300	4,85
Planta Tipo 3	25.000	USD 2.214		USD 12.135		USD 18.788		USD 10.749	
Planta Tipo 4	50.000	USD 4.429		USD 24.270		USD 37.576		USD 21.498	

Tabla 5.1-6. Comparación de los costos diarios de alternativas de suministro

Como se puede observar en la tabla 5.1-6, la utilización de gas natural como combustible, brinda una ventaja económica muy importante ya que resulta al menos 4,8 veces más económico que el fuel oil, 5.48 veces menor que el propano-aire y 8,48 veces menor que el gas oil. Sin embargo, la situación que se evalúa en este trabajo es aquella que supone la falta de gas natural en ciertos períodos del año y donde es inminente encontrar otros combustibles para garantizar la continuidad de las operaciones.

Analizando únicamente los valores presentados en las tablas precedentes, se podría concluir que, de no disponer de gas natural y tomando como único parámetro de decisión el costo de adquisición del combustible, bajo los precios antes expuestos, las prioridades de elección serían:

1. Fuel Oil
2. Propano-aire
3. Gas oil

Sin embargo, la situación antes presentada podría variar dependiendo la fluctuación relativa que puedan sufrir los precios de cada combustible. Por este motivo, se generaron dos tablas con posibles escenarios de precios y donde se visualiza la diferencia de costo entre las alternativas:

- Propano-aire versus Gas oil
- Propano-aire versus Fuel oil

Este análisis se realizó únicamente para el tipo de planta número 2, que posee un consumo de gas natural de 10.000 m<sup>3</sup>/ día.

En las siguientes tablas, se presentan las diferencias de costo que surgen de adquirir un volumen equivalente de propano en relación a un volumen de gas oil o fuel oil, con el fin de reemplazar la cantidad de gas natural antes mencionada, variando únicamente los precios de compra de cada combustible.

		Costo del Gas Oil (USD/m <sup>3</sup> )																			
		600	620	640	660	680	700	720	740	760	780	800	820	840	860	880	900	920	940	960	980
Costo del propano (USD/Ton)	650	-1026	-1228	-1430	-1632	-1834	-2036	-2238	-2439	-2641	-2843	-3045	-3247	-3449	-3651	-3853	-4055	-4257	-4459	-4661	-4863
	670	-871	-1073	-1275	-1477	-1679	-1881	-2083	-2285	-2487	-2688	-2890	-3092	-3294	-3496	-3698	-3900	-4102	-4304	-4506	-4708
	690	-716	-918	-1120	-1322	-1524	-1726	-1928	-2130	-2332	-2534	-2736	-2938	-3139	-3341	-3543	-3745	-3947	-4149	-4351	-4553
	710	-561	-763	-965	-1167	-1369	-1571	-1773	-1975	-2177	-2379	-2581	-2783	-2985	-3187	-3388	-3590	-3792	-3994	-4196	-4398
	730	-407	-609	-810	-1012	-1214	-1416	-1618	-1820	-2022	-2224	-2426	-2628	-2830	-3032	-3234	-3436	-3638	-3839	-4041	-4243
	750	-252	-454	-656	-858	-1059	-1261	-1463	-1665	-1867	-2069	-2271	-2473	-2675	-2877	-3079	-3281	-3483	-3685	-3887	-4088
	770	-97	-299	-501	-703	-905	-1107	-1309	-1510	-1712	-1914	-2116	-2318	-2520	-2722	-2924	-3126	-3328	-3530	-3732	-3934
	790	58	-144	-346	-548	-750	-952	-1154	-1356	-1558	-1759	-1961	-2163	-2365	-2567	-2769	-2971	-3173	-3375	-3577	-3779
	810	213	11	-191	-393	-595	-797	-999	-1201	-1403	-1605	-1807	-2009	-2210	-2412	-2614	-2816	-3018	-3220	-3422	-3624
	830	368	166	-36	-238	-440	-642	-844	-1046	-1248	-1450	-1652	-1854	-2056	-2258	-2459	-2661	-2863	-3065	-3267	-3469
	850	522	320	119	-83	-285	-487	-689	-891	-1093	-1295	-1497	-1699	-1901	-2103	-2305	-2507	-2709	-2910	-3112	-3314
	870	677	475	273	71	-131	-332	-534	-736	-938	-1140	-1342	-1544	-1746	-1948	-2150	-2352	-2554	-2756	-2958	-3159
	890	832	630	428	226	24	-178	-380	-581	-783	-985	-1187	-1389	-1591	-1793	-1995	-2197	-2399	-2601	-2803	-3005
	910	987	785	583	381	179	-23	-225	-427	-629	-830	-1032	-1234	-1436	-1638	-1840	-2042	-2244	-2446	-2648	-2850
	930	1142	940	738	536	334	132	-70	-272	-474	-676	-878	-1080	-1281	-1483	-1685	-1887	-2089	-2291	-2493	-2695
	950	1297	1095	893	691	489	287	85	-117	-319	-521	-723	-925	-1127	-1329	-1530	-1732	-1934	-2136	-2338	-2540
	970	1451	1249	1048	846	644	442	240	38	-164	-366	-568	-770	-972	-1174	-1376	-1578	-1780	-1981	-2183	-2385
990	1606	1404	1202	1000	798	597	395	193	-9	-211	-413	-615	-817	-1019	-1221	-1423	-1625	-1827	-2029	-2230	
1010	1761	1559	1357	1155	953	751	549	348	146	-56	-258	-460	-662	-864	-1066	-1268	-1470	-1672	-1874	-2076	
1030	1916	1714	1512	1310	1108	906	704	502	300	98	-103	-305	-507	-709	-911	-1113	-1315	-1517	-1719	-1921	

*Tabla 5.1-7. Costo de propano-aire menos costo del gas oil para un consumo de 10000m<sup>3</sup>/día*

En base a la tabla 5.1-7 se observa que, para que el gas oil sea considerado una alternativa económicamente viable respecto al propano, el costo del gas oil no debería ser superior a 780 dólares/m<sup>3</sup> y a su vez el costo del propano debería ser superior a 790 dólares/Ton. En términos generales, el punto de equilibrio económico de ambas opciones se encuentra definido con un costo del gas oil en USD/m<sup>3</sup>, que se encuentre exactamente un 23,3% por debajo del costo del propano en USD/Ton.

En este caso se concluye que, bajo los precios actuales de mercado, el propano-aire es una alternativa que generaría importantes ahorros respecto de la utilización de gas oil.

		Costo del Fuel Oil (USD/Ton)																			
		470	490	510	530	550	570	590	610	630	650	670	690	710	730	750	770	790	810	830	850
Costo del propano (USD/Ton)	650	869	692	515	338	161	-17	-194	-371	-548	-725	-902	-1079	-1257	-1434	-1611	-1788	-1965	-2142	-2319	-2497
	670	1024	847	670	493	315	138	-39	-216	-393	-570	-747	-925	-1102	-1279	-1456	-1633	-1810	-1987	-2165	-2342
	690	1179	1002	825	647	470	293	116	-61	-238	-415	-593	-770	-947	-1124	-1301	-1478	-1655	-1833	-2010	-2187
	710	1334	1157	979	802	625	448	271	94	-83	-261	-438	-615	-792	-969	-1146	-1323	-1501	-1678	-1855	-2032
	730	1489	1311	1134	957	780	603	426	249	71	-106	-283	-460	-637	-814	-991	-1169	-1346	-1523	-1700	-1877
	750	1643	1466	1289	1112	935	758	580	403	226	49	-128	-305	-482	-660	-837	-1014	-1191	-1368	-1545	-1722
	770	1798	1621	1444	1267	1090	912	735	558	381	204	27	-150	-328	-505	-682	-859	-1036	-1213	-1390	-1568
	790	1953	1776	1599	1422	1244	1067	890	713	536	359	182	4	-173	-350	-527	-704	-881	-1058	-1236	-1413
	810	2108	1931	1754	1576	1399	1222	1045	868	691	514	336	159	-18	-195	-372	-549	-726	-904	-1081	-1258
	830	2263	2086	1908	1731	1554	1377	1200	1023	846	668	491	314	137	-40	-217	-394	-572	-749	-926	-1103
	850	2418	2240	2063	1886	1709	1532	1355	1178	1000	823	646	469	292	115	-62	-240	-417	-594	-771	-948
	870	2572	2395	2218	2041	1864	1687	1509	1332	1155	978	801	624	447	269	92	-85	-262	-439	-616	-793
	890	2727	2550	2373	2196	2019	1841	1664	1487	1310	1133	956	779	601	424	247	70	-107	-284	-461	-639
	910	2882	2705	2528	2351	2173	1996	1819	1642	1465	1288	1111	933	756	579	402	225	48	-129	-307	-484
930	3037	2860	2683	2505	2328	2151	1974	1797	1620	1443	1265	1088	911	734	557	380	203	25	-152	-329	
950	3192	3015	2837	2660	2483	2306	2129	1952	1775	1597	1420	1243	1066	889	712	535	357	180	3	-174	
970	3347	3169	2992	2815	2638	2461	2284	2107	1929	1752	1575	1398	1221	1044	867	689	512	335	158	-19	
990	3501	3324	3147	2970	2793	2616	2438	2261	2084	1907	1730	1553	1376	1198	1021	844	667	490	313	136	
1010	3656	3479	3302	3125	2948	2770	2593	2416	2239	2062	1885	1708	1530	1353	1176	999	822	645	468	290	
1030	3811	3634	3457	3280	3102	2925	2748	2571	2394	2217	2040	1862	1685	1508	1331	1154	977	800	622	445	

Tabla 5.1-8. Comparación de los costos diarios de alternativas de suministro

Por otra parte, en la tabla 5.1-8, se presenta el análisis comparativo entre el propano-aire y el fuel oil. En este caso, considerando los valores actuales de mercado, ambas estrategias poseen costos relativamente similares, siendo levemente más económica la utilización del fuel oil. Para que la alternativa de utilización de propano-aire sea económicamente viable, el costo del fuel oil debería ser superior a 670 USD/Ton y el costo del propano debería ser inferior a 970 USD/Ton.

En términos generales, el punto de equilibrio económico de ambas opciones se encuentra definido con un costo del fuel oil en USD/Ton, que se encuentre exactamente un 12,6% por debajo del costo del propano en USD/Ton.

Hasta el momento, el único factor que se incluyó en el análisis fue el precio de adquisición de los combustibles. Sin embargo, el orden de prioridad de utilización de cada combustible antes mencionado, se vería afectado si se considerarían otros factores que hasta el momento no fueron incluidos, dentro de los cuales se deben destacar:

- **Rendimiento real de los combustibles**

Al mencionar el rendimiento real de los combustibles, se hace referencia a la cantidad de energía que es factible obtener de estos, al momento de ser combustionados. Este rendimiento se encuentra condicionado por diversos factores.

En el caso del fuel oil, generalmente se utilizan rendimientos que varían entre un 80 y un 90%, por lo que al volumen de combustible necesario, definido anteriormente se le debería agregar un volumen adicional debido a dichas ineficiencias. Considerando este hecho en el análisis económico anterior, la alternativa de utilización del fuel oil tendría un costo adicional debido al volumen de combustible perdido, generando que la alternativa de propano-aire sea económicamente más viable, ya que su rendimiento real es cercano al 100%.

FUEL OIL	Planta Tipo 1	Planta Tipo 2	Planta Tipo 3	Planta Tipo 4	Relacion de costos ( C fo - Cp ) / Cp
Consumo diario (Kg) - Rend 100%	1771	8857	22143	44286	
Consumo diario (Kg) - Rend 90%	1968	9841	24603	49206	
Consumo diario (Kg) - Rend 80%	2214	11071	27679	55357	
Precio Fuel Oil (USD/Ton)	485	485	485	485	
Costo Diario (USD) - Rend 100%	USD 859	USD 4.296	USD 10.739	USD 21.479	
Costo Diario (USD) - Rend 90%	USD 955	USD 4.773	USD 11.933	USD 23.865	-2%
Costo Diario (USD) - Rend 80%	USD 1.074	USD 5.370	USD 13.424	USD 26.848	11%

PROPANO - AIRE	Planta Tipo 1	Planta Tipo 2	Planta Tipo 3	Planta Tipo 4
Consumo Diario Equivalente (Kg)	1548	7742	19354	38708
Precio propano (USD/Ton)	627	627	627	627
Costo Diario (USD)	USD 971	USD 4.854	USD 12.135	USD 24.270

Tabla 5.1-9. Comparación económica propano-aire versus fuel oil para distintos rendimientos.

Según los valores presentados en la Tabla 5.1-9, si se logrará obtener un rendimiento del 100% en la combustión del fuel oil, el costo de esta alternativa respecto del propano-aire sería aproximadamente un 12% menor. Sin embargo, si el rendimiento real obtenido es cercano al 90%, el costo sería solo de un 2% inferior. Por último, si se llegará a un rendimiento cercano al 80%, el costo de la utilización del fuel oil sería un 11% mayor que con el uso de propano-aire.

Para el caso del propano-aire y el gas oil se consideran que los rendimientos en ambos casos son muy cercanos al 100%, por lo cual la comparativa económica realizada en la tabla 5.1-7, donde se concluyó que el propano-aire es más económico que el gas oil, no se modifica.

#### ▪ Valor de las inversiones necesarias

Otro de los aspectos a analizar, es el valor de las inversiones necesarias para poder poner en funcionamiento cada una de las estrategias de suministro. En este punto no se pretende brindar un detalle exacto de cada uno de los componentes necesarios en las instalaciones y sus respectivos costos, sino una idea aproximada del tipo de equipamiento a utilizar.

#### ▪ Gas Natural

- Planta reductora de presión
- Cañería de distribución del combustible hasta los consumos

#### ▪ Propano-aire

- Planta de propano-aire
- Se utiliza las instalaciones del servicio de gas natural

- Gas oil
  - Tanques de almacenamiento.
  - Cañerías de distribución exclusivas para el transporte de este combustible hasta los puntos de consumo.
  - Quemadores duales aptos para gas natural y gas oil.
  
- Fuel Oil
  - Tanques de almacenamiento.
  - Sistema de calentamiento del fuel oil.
  - Cañerías de distribución exclusivas para el transporte de este combustible hasta los puntos de consumo.
  - Quemadores duales aptos para gas natural y fuel oil.

Es importante destacar que, sin importar que tipo de combustible alternativo se utilice, se requiere de una inversión en equipamiento adicional para que dichas estrategias puedan ser adaptadas a las plantas que actualmente se encuentran funcionando únicamente con gas natural.

Para el caso concreto de la planta de propano-aire los valores de las inversiones, según datos del mercado, se encuentran dentro de los siguientes valores:

Opciones	Consumo Diario de Gas Natural (dam3)	Consumo Diario Equivalente de Propano (Kg)	Costo Aproximado de la Planta de Propano-aire
Planta Tipo 1	2	1548	USD 120.000
Planta Tipo 2	10	7742	USD 140.000
Planta Tipo 3	25	19354	USD 220.000
Planta Tipo 4	50	38708	USD 290.000

*Tabla 5.1-10. Costo de las plantas de propano-aire*

En conclusión, considerando los aspectos económicos de las distintas alternativas de suministro, se destaca que el factor dominante en el proceso de selección es el costo de adquisición de los combustibles. Siendo el valor del propano-aire inferior al del gas oil y similar al del fuel oil. Al cual se le debe agregar el valor del rendimiento real que, si se obtiene un rendimiento entre un 80 a un 90% en el caso del fuel oil y un 100% en el caso del propano-aire, el valor de este último es inferior, resultando de este modo el combustible de menor costo.

El monto de inversión que requiere cada una de las estrategias no se ha considerado como un factor determinante en el proceso de selección, ya que deberá ser afrontado en cualquiera de las estrategias a utilizar.

## **5.2 INDUSTRIAS QUE SOLO PUEDEN UTILIZAR GAS NATURAL O SIMILARES**

Muchas industrias, debido a restricciones de diferentes tipos no pueden acceder a combustibles alternativos como el gas oil y el fuel para reemplazar al gas natural. En estos casos, de no poseer equipos de propano-aire, estas industrias se ven obligadas a detener sus operaciones.

Bajo esta situación, no se puede realizar una evaluación económica de la alternativa de propano-aire respecto de otros combustibles, ya que estos no pueden satisfacer la necesidad de este tipo de industrias.

Por el contrario, estas empresas deberán realizar un análisis comparativo entre el costo de utilizar la alternativa de propano-aire versus el costo asociado a detener las operaciones.

## **5.3 APLICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROPANO-AIRE EN MERCADOS CON COMPORTAMIENTO IDEAL**

En aquellos mercados donde efectivamente se respetan las condiciones de los contratos de suministro de gas en firme e interrumpible, los equipos de propano-aire son frecuentemente utilizados como una alternativa de ahorro. Esta estrategia consiste en no disponer de contratos de suministro de gas en firme y, en su lugar, optar por contratos de suministro interrumpibles con precios de adquisición del gas natural inferiores. También se puede realizar esta modificación sobre los contratos de transporte, obteniendo así un ahorro adicional.

En esta última estrategia se utilizan los equipos de propano-aire para abastecer las necesidades de la instalación industrial en los diferentes períodos de corte de suministro.

Las principales variables que intervienen en el análisis de esta estrategia son:

- Porcentaje de reducción en el precio de compra del gas
- Ahorro en el servicio de transporte
- Valor de la inversión en la planta de propano-aire
- Volumen de gas natural a consumir anualmente
- Días promedio de corte

	dam3/día	dam3/año	Costo Firme	Reduccion de precio	Costo interrumpible	Ahorro anual	Años de repago
<b>Planta Tipo 1</b>	2	720	63,772	5%	60583	USD 3,189	37.6
				10%	57395	USD 6,377	18.8
				15%	54206	USD 9,566	12.5
Valor inversión	USD 120,000			20%	51017	USD 12,754	9.4
<b>Planta Tipo 2</b>	10	3600	318,859	5%	302916	USD 15,943	11.3
				10%	286973	USD 31,886	5.6
				15%	271030	USD 47,829	3.8
Valor inversión	USD 180,000			20%	255087	USD 63,772	2.8
<b>Planta Tipo 3</b>	25	9000	797,148	5%	757291	USD 39,857	6.0
				10%	717433	USD 79,715	3.0
				15%	677576	USD 119,572	2.0
Valor inversión	USD 240,000			20%	637718	USD 159,430	1.5
<b>Planta Tipo 4</b>	50	18000	1,594,296	5%	1514581	USD 79,715	3.6
				10%	1434866	USD 159,430	1.8
				15%	1355152	USD 239,144	1.2
Valor inversión	USD 290,000			20%	1275437	USD 318,859	0.9

Tabla 5.3-1. Utilización de equipos de propano-aire como estrategia de ahorro

En la tabla 5.3-1 se analizó la probable aplicación de esta estrategia sobre consumos de cuatro diferentes tamaños. En cada caso se evaluó el período de repago en años, para diferentes porcentaje de reducción en el precio de compra del gas natural. Tomándose como precio base 2.4 USD/mmbtu.

En el análisis de la planta tipo 1, se observa que debido al reducido consumo de gas natural, sin importar cual sea la reducción en el precio de adquisición del gas natural, el período de repago de la planta de propano-aire requiere al menos 9 años, con lo cual no se considera una estrategia apropiada.

Sin embargo, al analizar el caso de la planta tipo 4, donde el volumen anual consumido es mayor y, considerando que la reducción en el precio de adquisición del gas fuere igual o superior al 10%, se obtendrían períodos de repago inferiores a los dos años. En este caso la estrategia se podría considerar adecuada.

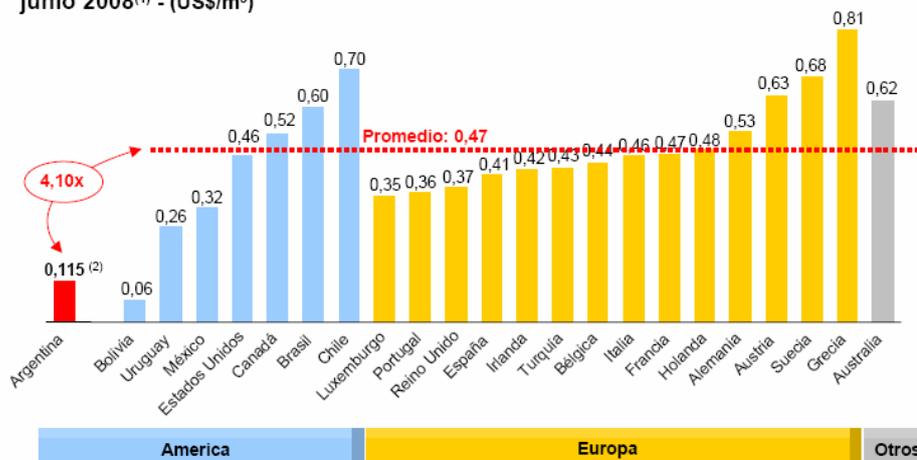
## 5.4 OTROS ASPECTOS A CONSIDERAR

### 5.4.1 El costo del gas natural en la Argentina en relación al resto del mundo

En forma adicional a los conceptos antes presentados, que apoyan la adquisición de los equipos de propano-aire como sistema de apoyo para sustituir el suministro de gas natural, se presenta en esta sección un breve análisis de la posición relativa en la que se encuentra el costo del gas natural en la Argentina frente al resto del mundo.

Al analizar la figura 5.4.1-1, se observa claramente que en la Argentina, el precio de adquisición de gas natural y transporte para los grandes usuarios industriales se encuentra entre los de menor valor a nivel mundial, específicamente este valor es 4,1 veces inferior al promedio del costo internacional. Ocurre similar situación si se analiza el segmento de pequeños consumos industriales, donde el costo del gas natural se encuentra aproximadamente 3,8 veces por debajo del valor medio internacional.

**Tarifa Industrial de Gas Natural (Grandes Usuarios): Comparación Internacional – junio 2008<sup>(1)</sup> - (US\$/m<sup>3</sup>)**



**Referencias:** (1) Consumo anual: consumo estándar de este segmento en cada país.  
 (2) Tarifas sin impuestos, incluye precio promedio del gas para clientes de comercializadoras (junio), también incluye Cargos Fideicomiso Gas 1 y 2. Factor de carga 100%. Tipo de cambio: \$3,025 /US\$

**Figura 5.4.1-1. Comparación internacional del precio del gas natural**

Fuente: Elaborado por Metrogas en base a fuentes nacionales diversas.

Por este motivo, y considerando además la limitación actual de la producción de gas natural, que se encuentra imposibilitada de incrementar considerablemente sus niveles productivos, se estima que los precios locales deberán comenzar a incrementarse para ubicarse en una posición relativa más acorde a los valores internacionales y que incentive además a las compañías petroleras a realizar mayores inversiones.

Bajo este contexto, se debe remarcar entonces, que si los precios locales de venta de gas natural comienzan un sendero de recuperación de valor, la opción de utilización de propano-aire representaría cada vez un costo adicional menor.

En este sentido, el costo de utilizar propano-aire podría dejar de representar 5.48 veces el costo del gas natural (Tabla 5.1-6) y pasar a representar 2,8 veces el costo del gas natural considerándose este igual al valor promedio internacional y con un precio de 627 USD/Ton para el caso del propano.

### 5.4.2 Impacto del Programa de Energía Total

En el mes de julio de 2007 se emitió la Resolución N°. 459/2007 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, promoviendo la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica por red, por el uso de combustibles alternativos (gas oil, fuel oil, GLP y otros) para las diferentes actividades productivas y/o la autogeneración eléctrica durante el plazo de 90 días.

Esta resolución fue emitida en el contexto de déficit energético imperante en aquel año, con el fin de liberar una importante cantidad de gas natural desde sectores con posibilidad de sustitución para destinarlo principalmente al sector residencial y de GNC.

El objetivo propuesto por esta medida fue la reasignación de aproximadamente 5800 dam<sup>3</sup> de gas natural diarios, cuyo costo asociado, en forma de precios subsidiados, sería atendido con la reasignación de partidas presupuestarias hasta una suma de 930 millones de pesos. Este programa permitió a numerosas industrias que se encontraban experimentando cortes en el suministro de gas continuar con sus tareas cotidianas, evitándose de este modo la pérdida de importantes sumas de dinero.

Dada la continuidad de la crisis energética del país, se decidió mediante la resolución N°. 121/2008, de marzo de 2008, prorrogar el programa de energía total hasta el 31 de diciembre de ese mismo año. Sin embargo, esta resolución tendría un objetivo aún más amplio que su predecesora, ya que se propondría garantizar durante el año 2008 el abastecimiento de los recursos energéticos ya se trate de combustibles líquidos o gaseosos, que sean demandados tanto por el aparato productivo como por el conjunto de la población en todo el territorio de la Argentina.

Los actores de este programa son:

**Beneficiarios:** empresas que utilicen gas natural y/o energía eléctrica por red como insumo necesario para la actividad que desarrollan, inscriptas en el registro de empresas adheridas al programa de energía total.

**Proveedor:** toda aquella empresa refinadora y/o comercializadora de combustibles constituida legalmente en la República Argentina, que haya suscripto al acuerdo marco.

**Unidad ejecutora:** para el programa del año 2008, la unidad ejecutora está representada por ENARSA. Sus funciones primordiales son: transferir los fondos necesarios para la consecución del plan, cumplir objetivos del plan de forma eficiente, analizar y evaluar la documentación presentada por los proveedores según lo establecido en el reglamento operativo, controlar tanto a los proveedores como a los beneficiarios para la correcta ejecución del programa.

**Secretaría de Energía:** prestará a la unidad ejecutora la asistencia y la colaboración necesaria para la ejecución del programa

**Combustibles sustitutos:** gas oil, fuel oil, GLP, de acuerdo al pedido del beneficiario.

En resumen, dicho programa establece la entrega de combustibles alternativos a todas aquellas industrias que se encuentren inscriptas en el mismo, pudiendo estas adquirir un combustible alternativo que le sea factible de utilizar en sus plantas productivas y a un precio subsidiado, equivalente al que pagarían por la utilización de gas natural.

Habiendo descrito los puntos más importantes del Programa, se procederá a analizar el efecto del mismo sobre dos situaciones posibles en las que se puede encontrar un consumidor industrial de gas natural:

- El consumidor industrial ya posee una instalación de fuel oil o gas oil para ser utilizada ante eventuales restricciones en el suministro de gas natural.
- El consumidor industrial no posee ningún sistema que le permita utilizar un combustible alternativo ante eventuales restricciones del suministro de gas natural.

Al considerar el primer caso, como el consumidor industrial ya realizó las inversiones necesarias para poder utilizar gas oil o fuel oil como combustible alternativo, desde el punto de vista económico, no le resultaría conveniente realizar una nueva inversión en la planta de propano-aire ya que podría adquirir gas oil o fuel oil al costo de gas natural.

En el segundo caso, el consumidor industrial de gas natural no posee ningún sistema alternativo, por lo cual puede evaluar cualquiera de las tres opciones viables: planta de propano-aire, sistema para utilizar gas oil o sistema para utilizar fuel oil. En este caso la opción más ventajosa, analizado tanto desde el punto de vista técnico como económico, es la instalación de una planta de propano-aire. Dicha opción le brindará al usuario el mejor combustible alternativo, el que replica en forma casi total las características del gas natural, con una inversión de monto similar a la que requiere preparar las instalaciones actuales para poder trabajar con gas oil o fuel oil. Adicionalmente, este consumidor no deberá pagar ningún sobre costo por adquirir propano, ya que este diferencial será absorbido por el programa.

## **6. CONCLUSIONES**

En la actualidad la disponibilidad de gas natural se encuentra con importantes limitaciones debido principalmente a tres factores. En primer lugar, la producción de gas natural se encuentra atravesando un fuerte proceso de estancamiento, hecho por el cual los valores productivos obtenidos en los sucesivos años hasta llegar a la actualidad, nunca superaron la producción máxima de 144.108 dam<sup>3</sup>/día alcanzada en el año 2004.

Adicionalmente, el sistema de transporte trabaja de forma exigida con valores cercanos a su capacidad máxima nominal, especialmente durante la época invernal donde se utiliza el 92% de la capacidad, para el caso de TGS y 85% para el caso de TGN. Este hecho, impedirá en un futuro cercano transportar los crecientes volúmenes demandados hacia los puntos de consumo.

Por último, la demanda de gas natural se ha incrementado en forma considerable, siendo el consumo total del año 2007 un 43,1% superior al del año 1997. Se debe destacar en dicho período, el crecimiento del segmento residencial, 55,1%, el del GNC, 125,4 % y el de las centrales eléctricas, 41,3%. En contra partida, el crecimiento del consumo del sector industrial fue de solo un 25%.

Los tres factores antes mencionados, sumado a los aspectos regulatorios que priorizan el consumo de los segmentos residenciales, comerciales y centrales eléctricas entre otros, hacen que el segmento industrial sea quien deba absorber la mayor parte de las ineficiencias de este sistema. En consecuencia, se genera la necesidad de buscar alternativas de combustibles para mantener la continuidad de sus operaciones, principalmente durante la época invernal.

Al analizar el mercado de los combustibles alternativos, se revela que no se disponen de mercados sólidos donde los abastecimientos se encuentren garantizados. Por un lado, los mercados del gas oil y fuel oil presentan una capacidad de refinación limitada, que no permite generar los volúmenes que el mercado requiere. De este modo, estos dos combustibles poseen una balanza comercial netamente importadora, donde los valores de adquisición de los mismos se cotizan a precios de referencia internacional, impactando directamente sobre los costos operativos de las empresas que adquieren estos combustibles.

Por otra parte, se encuentran los mercados del propano y el butano, donde la situación es diferente a la de los combustibles antes mencionados. En este caso, la Argentina tiene una producción que supera la demanda interna y por este motivo, la balanza comercial es netamente exportadora. Los precios de dichos combustibles en el mercado mayorista local se encuentran por debajo de los valores de referencia internacionales.

Los argumentos antes expuestos apoyan la elección de los equipos de propano-aire como alternativa de reemplazo del gas natural, ya que la materia prima que dichas

instalaciones utilizan es obtenida en su totalidad a nivel local y a precios inferiores que aquellos de referencia internacional.

Asimismo, los equipos de propano-aire presentan ventajas operativas únicas, entre las que se debe destacar su inigualable capacidad de reproducir las principales características del gas natural. Esta cualidad, le permite a un consumidor industrial de gas natural poder inyectar el propano-aire directamente en la misma red interna que utiliza para el gas natural y a su vez no necesita realizar ninguna modificación sobre los equipos a operar. Estas últimas dos ventajas lo posicionan, sin duda alguna, como el sustituto ideal.

Desde el punto de vista económico, se percibe que el propano-aire brinda beneficios significativos respecto a la utilización de gas oil, pero no así respecto de la utilización del fuel oil. En este último caso, los costos de ambas alternativas son similares, dependiendo del rendimiento de combustión que se le asigne al fuel oil.

En conclusión, considerando la situación energética actual, los equipos de propano-aire brindan una solución técnica y económicamente viable para aquellas industrias que se encuentran padeciendo restricciones en sus suministros de gas natural. Mediante estos equipos, los consumidores podrán garantizar la continuidad de sus operaciones a lo largo de todo el año, con una tecnología que no interfiere con sus prácticas cotidianas y a costos inferiores en comparación con los restantes combustibles alternativos.

## **7. BIBLIOGRAFIA**

- Casarin A., Delfino M. y Nicollier L., "La crisis del gas natural en la Argentina. Motivos y algunos escenarios sobre sus consecuencias", Universidad Austral, Septiembre 2004.
- Gustavo D. Regis, "Futuros de Gas Natural", Bolsa de Comercio de Rosario, Rosario, Noviembre 2002.
- Ing. Carlos Buccieri, "El gas natural en la Argentina", Instituto Tecnológico de Buenos Aires.
- Roberto Kozulj, "Crisis de la Industria del gas natural en Argentina", CEPAL, Chile, Marzo 2005.
- Stand by Systems Inc., "Propane stand by systems... an overview"
- Ely Energy Inc., "Understanding Synthetic Natural Gas", Marzo 2004
- Ely Energy Inc., "Peak shaving with Synthetic Natural Gas".
- ENARGAS <http://www.enargas.gov.ar>
- Secretaria de Energía <http://energia3.mecon.gov.ar/home/>
- INDEC <http://www.indec.mecon.ar/>
- CAMMESA <http://www.cammesa.com.ar/>
- IAPG <http://www.iapg.org.ar/>
- Administración de Energía USA <http://www.eia.doe.gov/>
- Transportadora de Gas del Sur <http://www.tgs.com.ar/>
- Transportadora de Gas del Norte [http://www.tgn.com.ar](http://www.tgn.com.ar/)
- Información Legislativa <http://www.infoleg.gov.ar/>
- Mercado Electrónico de Gas <http://www.megsa.com.ar/>
- ADIGAS <http://www.adigas.com.ar/>